




3 1761 11648306 6



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

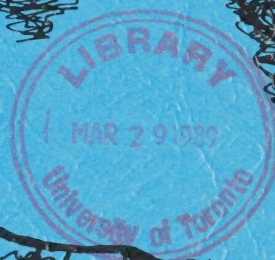
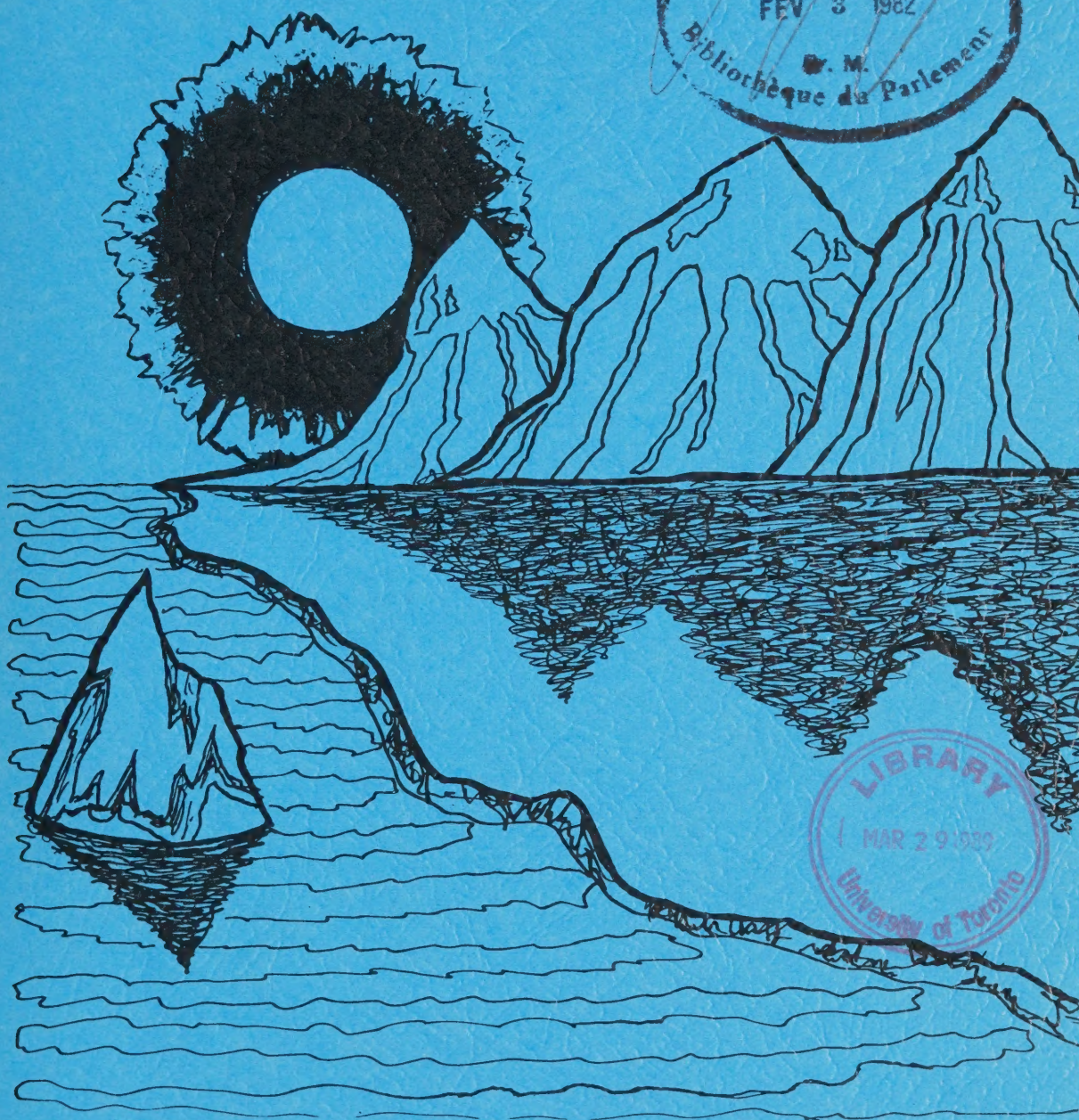
<https://archive.org/details/31761116483066>

NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

NCPC

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN

CA1
NQ
-A56



33rd ANNUAL REVIEW

For the Year Ended

31 March, 1981



33e REVUE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé

le 31 mars 1981

33rd ANNUAL REVIEW

**For The Year Ended
March 31st, 1981**

33e REVUE ANNUELLE

**Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1981**

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive and Regional Offices	4
Foreword	5-8
Operations	9-17
Report of the Auditor General	18
Financial Statements	19-27
Statement of Operations	28
Analysis of Electricity Sales	29
Operating Statistics	30
Five Year Graphic Summary	31
Summarized Financial Statistics	32-33
Map	34

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	3
Membres, exécutif, bureaux régionaux	4
Avant-propos	5-8
Exploitations	9-17
Rapport de l'auditeur général	18
Etats financiers	19-27
Etat d'exploitation	28
Analyse des ventes d'électricité	29
Résumé statistique	30
Résumé graphique de cinq ans	31
Sommaire des Statistiques Financières	32-33
Carte	34

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ème parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est à Inuvik, T.N.-O. que fonctionnent les systèmes d'égouts, de chauffage et d'eau. Aussi, la Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay. Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle sont exploités à divers emplacements.

Le siège social de la Commission se situe à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:**Mackenzie Region:**

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife.

Keewatin Region

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.

YUKON TERRITORY:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.

BRITISH COLUMBIA:

Field

COLOMBIE-BRITANNIQUE:**HEATING**

Generation of heat at:

Northwest Territories

Inuvik, Frobisher Bay

Provision of Residual heat at:

Northwest Territories:

Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet

Yukon Territory:

Dawson

CHAUFFAGE

Production calorifique:

Territoires du Nord-Ouest

Réserve de Chaleur résiduelle:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****CONTRACT WORK AND OTHER**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith — Chairman
Ivan J. Cable — Member
Donald M. Stewart — Member
Paul M. Tellier — Member
Hilda P. Watson — Member

OFFICERS:

James Smith — Chief Executive
Officer
Joseph Long — General Manager
Bruce G. Christie — Assistant General
Manager, Corporate
and Public Affairs
John D. Allan — Assistant General
Manager,
Operations and
Engineering
Roger A. Phillips — Comptroller

REGIONAL OFFICES:

*Harold Kaldor — Regional Operations
Administrator
Yukon Territory
P.O. Box 4278
Whitehorse, Y.T.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Philip E. Johnson — Regional Operations
Administrator
Northwest
Territories
P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2P4
(403) 873-4051

*Appointment effective as of June 1, 1981.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 51ème avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith — président
Ivan J. Cable — membre
Donald M. Stewart — membre
Paul M. Tellier — membre
Hilda P. Watson — membre

OFFICIERS:

James Smith — principal exécutif
officier
Joseph Long — directeur général
Bruce G. Christie — directeur général-
adjoint, affaires
sociales et publiques
John D. Allan — directeur général-
adjoint, exploitation
et ingénierie
Roger A. Phillips — contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

*Harold Kaldor — administrateur
exploitation régionale
Territoire du Yukon
C.P. 4278
Whitehorse, T.Y.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Philip E. Johnson — Administrateur
exploitation régionale
Territoires du Nord-
Ouest
C.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O.
X1A 2P4
(403) 873-4051

*Nomination en vigueur au 1 juin, 1981

FOREWORD

The new decade of the 80's is approached with reserved optimism. The threshold is crossed confronting uncertainty in the economies of major western nations. Inflation continues with corresponding high interest rates. Energy cost from conventional thermal sources is forecast to escalate to unprecedented levels; the limits of which are difficult to comprehend in relation to current prices.

For a utility company which currently produces 28% of electrical sales by thermal generation, the prospects are not heartening. The Commission is unable to escape the financial pressure of increasing fuel costs and other services. Prices must rise in relation to the cost of providing service.

Examination of the future is difficult. It is apparent that service cannot be continued at low cost. The Commission at the beginning of the eighties is in a unique situation related to the perplexity of the future. Fifty-two of the Commission's sixty plants are thermal stations fully dependent upon diesel fuel for all generation. Even the hydro systems are dependent upon thermal generation of varying capacities for peaking, standby and load management.

As the cost of fuel rises the advantages of small scale hydro installations could become an economic reality. Smaller plants and dams could be constructed with reduced impact upon the surrounding terrain. The installations could possibly compete favourably with less capital intensive thermal construction. Pollution reduction through small hydro systems is an additional enhancement. Solar, nuclear and other energy sources are also possible saviours of future energy needs.

This is all very well; but in the situation of the Commission, the gears only mesh loosely, if at all, in many areas of the North.

At the majority of the Commission locations, no alternative to thermal generation exists. Hydro power is non-existent, and if it were available, the source would likely be frozen solidly during the period of need. In the majority of operations, population centres are so widely dispersed the grid systems are impracticable.

AVANT-PROPOS

C'est avec un optimisme mitigé que l'on abordait la nouvelle décennie des années 80. Le seuil est passé et les principales nations occidentales ont à faire face à l'incertitude de leur économie. L'inflation se poursuit avec des taux d'intérêt proportionnellement élevés. On prévoit la montée en flèche du coût de l'énergie des sources thermiques conventionnelles à un niveau sans précédent et dont il est difficile de saisir les limites relativement aux prix actuels.

Pour une compagnie de services d'utilité publique dont la production thermique représente actuellement 28 p.c. des ventes d'énergie électrique, l'avenir n'est pas encourageant. La Commission ne peut échapper à la pression financière de l'augmentation du coût du combustible et d'autres services. Les prix doivent augmenter relativement au coût des services à fournir.

Il est difficile d'examiner l'avenir. Il est évident que le service ne peut être maintenu au bas prix. La Commission se trouve au début des années 80, dans une situation exceptionnelle, à cause de la complexité de l'avenir. Parmi les soixante usines de la Commission, cinquante-deux sont des centrales thermiques dépendant totalement de l'essence diesel pour la production entière. Même les systèmes hydrauliques dépendent de la production thermique de diverses capacités pour la gestion des taux de charge maximale et celle en réserve.

Devant l'augmentation du coût du combustible, les avantages des installations hydro-électriques sur une petite échelle pourraient s'avérer une réalité économique. La construction d'usines et de barrages plus petits aurait moins de répercussion sur le paysage avoisinant. Les installations pourraient se comparer avantageusement aux constructions thermiques avec un coefficient de capital moindre. La diminution de la pollution au moyen de petits systèmes hydrauliques est un avantage supplémentaire. Les sources d'énergie solaire, nucléaire et autres pourraient contribuer à économiser sur les besoins futurs d'énergie.

Tout cela est bien beau; mais, en ce qui concerne la Commission, pour peu que le dispositif soit en prise, dans beaucoup de régions du Nord, rien n'est moins sûr.

Dans la plupart des emplacements de la Commission, il n'y a pas d'alternative à la production thermique. L'énergie hydraulique n'existe pas et dans le cas contraire, la source serait probablement gelée dure au moment de s'en servir. Dans la grande partie des exploitations, les centres de population sont tellement dispersés que les systèmes de réseaux sont in-

This precludes the construction of a plant of economic scale, thermal or hydro, to serve several communities at efficient load factors. For these locations, service costs will continue to escalate at rates in sympathy with the spiraling costs of thermal fuels and other inflationary factors.

Small scale hydro could be made available when the willingness to finance development at higher cost is made evident. It is normally cheaper in the short term, to meet incremental growth by thermal add-ons at or near the demand centres.

Other than higher cost — low output hydro developments, generating sources are mostly removed some distance from the community. The Commission, by itself, is unable to finance larger scale capacity plants and to fund the unused capacity until rated capacity or economic output is achieved. Although more expensive in the short run, the long term benefits in payback by reduction in oil usage are clear. Increased reservoir storage and water diversions would additionally assist in optimizing installed and prospective hydro generating capacity.

The questions of environmental impact and inherent rights, land use and other related concerns are the major important features of development deliberations. Realistic accommodations and trade-offs of a non-punitive nature must be sought. The other side of a non event is the question of the security of energy supply. The consumer has placed a great reliance upon electrical service. It is unlikely that the user wishes to forego so hospitable a servant. In the eighties, intentions will have to be declared — a reduction in service to defer cost increases, or increasing consumption levels leading to higher cost.

In the case of the Commission's consumer area, this decision is magnified in comparison to the intertied grid systems in the rest of Canada. Facilities in the Yukon and the Northwest Territories stand alone. There is no compensating factor. Awareness must be manifest in that decisions not taken now will result in less available energy at the end of the eighties.

The Commission endeavours with sound financial management to service consumers at the lowest cost. To its ability, the Com-

utilisables. Par conséquent la construction d'une centrale thermique ou hydro-électrique pouvant alimenter plusieurs communautés avec des facteurs de charge efficaces, est exclue. Le coût du service pour ces emplacements continuera à monter en flèche à des taux en accord avec les prix à la hausse des combustibles thermiques et d'autres facteurs inflationnistes.

On pourrait mettre à la disposition un système hydraulique sur une petite échelle, lorsque sera démontrée la volonté de financer l'aménagement à un coût plus élevé. A court terme, il est généralement moins cher de satisfaire l'accroissement en installant des suppléments thermiques, à l'intérieur ou tout près du centre de la demande.

A l'exception des aménagements à faible puissance et au coût élevé, les sources génératrices sont pour la plupart retirées à quelque distance de la communauté. La Commission elle-même est incapable de financer des usines à grande capacité, sur une grande échelle et de prendre à charge la capacité non utilisée jusqu'à l'application tarifaire et le rendement économique. Bien que plus coûteux dans l'immédiat, les profits à long terme et en remboursement sont évidents par la diminution de l'utilisation du pétrole. Une plus grande accumulation en réservoir et les dérivations de l'eau aideraient à obtenir le maximum de capacité génératrice hydraulique des installations existantes et futures.

Les problèmes des conséquences écologiques et des droits qui s'y rapportent, l'utilisation de la terre et d'autres préoccupations sont les points les plus importants dans les délibérations sur l'aménagement. Il faut trouver des accommodations réalistes et des échanges de nature non-punitive. L'envers de la médaille est le problème de la sécurité d'approvisionnement de l'énergie. Le consommateur a fait grandement confiance au service d'électricité. Il est peu probable que l'utilisateur veuille renoncer à un serviteur aussi hospitalier. Dans les années 80, il faudra faire un choix: soit une réduction de service afin de retarder la hausse des prix, ou l'augmentation des niveaux de consommation conduisant à un coût plus élevé.

Dans le cas du secteur de la consommation de la Commission, cette décision est exagérée par comparaison aux systèmes de réseaux rapprochés dans le reste du Canada. Les installations au Yukon et dans les territoires du Nord-Ouest sont séparées. Il n'y a pas de facteur compensateur. Il faut être conscient du fait que les décisions qui ne sont pas prises dans l'immédiat auront comme résultat, moins d'énergie disponible vers la fin des années 80.

La Commission s'efforce par une gestion financière saine à offrir au consommateur les services au prix le plus bas. Dans les limites

mission will so continue. In recognition of the goodwill of its consumers, the Commission very much appreciates its association over the past years and its prospective future in service to the communities of the Yukon Territory and the Northwest Territories.

A net loss of \$400,000 is reported on the year's operations. Net income of \$201,000 was realized in the Northwest Territories rate zone and \$32,000 at Field, British Columbia. The net income in the two rate zones was more than offset by a net loss of \$633,000 incurred on operations in the Yukon Territory.

Higher than forecast maintenance expenditures reduced expected net income in the Northwest Territories. Increased maintenance expenditures combined with unanticipated diesel generation contributed to the operating loss in the Yukon rate zone.

System generation increased by 1% to 768,035,000 kWh. The growth primarily took place in the Yukon, with generation in the Northwest Territories rate zone generally at the prior year's level. After insignificant changes in 1979/80, the non-coincidental peak load in the Northwest Territories grew 8.6% to 75,286 kW and 6.7% to 65,987 kW in the Yukon rate zone. The peak load reduced slightly at Field, British Columbia. Following the generation trend, system sales of 328,809,000 kWh reflect an increase of 2.5% in the Yukon Territory while kWh sales of 362,287,000 represent a fractional increase from the 1979/80 total operation output in the Northwest Territories.

Yukon hydro site investigations continued at a reduced activity level while an overall review of the program was undertaken. Program revisions as indicated by the studies as well as provision for additional site investigations were forwarded to Treasury Board at fiscal year end. Upon approval, an expanded program will be undertaken in 1981/82.

BOARD APPOINTMENTS

To fill vacancies, three new members were appointed by Order in Council to the Commission. Welcomed to the Commission Board are Mrs. Hilda P. Watson, Mr. Ivan J. Cable and Mr. Paul M. Tellier.

de sa compétence, la Commission continuera cet effort. En reconnaissance de la bonne volonté de ses consommateurs, la Commission est très heureuse d'être associée au cours des années passées et de l'avenir en perspective, au service des communautés du Territoire du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Au cours de l'année d'exploitation on rapporte une perte nette de \$400,000. Un revenu net de \$201,000 a été réalisé dans la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest et \$32,000 à Field, Colombie-britannique. La perte nette de \$633,000 subie par l'exploitation dans le Territoire du Yukon a plus que dépassé le revenu net dans les deux zones tarifaires.

Des dépenses d'entretien plus élevées que prévu ont réduit le revenu net escompté dans les Territoires du Nord-Ouest. L'augmentation des dépenses d'entretien venant s'ajouter à la production diesel inattendue, ont contribué à un déficit dans l'exploitation dans la zone tarifaire du Yukon.

La production du système a augmenté de 1 p.c. à 768,035,000 kWh. L'accroissement a surtout eu lieu au Yukon, avec la production dans la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest, au niveau de l'année dernière. Après des changements sans importance en 1979/80, le taux de charge maximale non-coïncidentale dans les Territoires du Nord-Ouest a augmenté de 8.6 p.c. à 75,286 kW et 6.7 p.c. à 65,987 kW dans la zone tarifaire du Yukon. Le taux de charge maximale a diminué légèrement à Field, Colombie-britannique. Suivant la tendance de production, les ventes du système de 328,809,000 kWh reflètent une augmentation de 2.5 p.c. dans le Territoire du Yukon, tandis que les ventes kWh de 362,287,000 représentent une diminution fractionnaire de la production totale de l'exploitation de 1979/80, dans les Territoires du Nord-Ouest.

Les recherches hydrauliques au site du Yukon se sont poursuivies à un niveau d'activités réduites tandis qu'une révision totale du programme a été entreprise. Tel que mentionné dans les études, les révisions du programme ainsi que le projet de recherches supplémentaires du site, ont été transmis au Conseil du Trésor à fin de l'année d'exercice. Dès réception de l'approbation, un programme élaboré sera entrepris au cours de 1981/82.

NOMINATIONS AU CONSEIL

En remplacement, trois nouveaux membres ont été nommés par l'ordre en conseil. Nous accueillons au conseil administratif de la Commission: Mme. Hilda P. Watson, M. Ivan J. Cable et M. Paul M. Tellier.

Mr. A. Digby Hunt, resigned from the Commission during the year, after 11 years of Service to the Commission. The Commission recognizes the dedication of Mr. Hunt and his valuable contribution to the business of the Commission.

M. A. Digby Hunt a remis sa démission de la Commission, au cours de l'année, après 11 années de service à la Commission. La Commission reconnaît le dévouement de M. Hunt ainsi que sa contribution importante aux fonctions et pouvoirs de la Commission.

EMPLOYEE RECOGNITION

The reliability of electrical and other utilities to northern residents is entirely dependent upon the Commission's employees located throughout Northern Canada and at its Edmonton office. The responsibilities and duties of the employees are widely varied. The employees are combined, however, in the common purpose of serving the public in the most efficient and loyal manner. The Commission appreciates this continuing effort on the part of all its employees.

REMERCIEMENTS AUX EMPLOYES

La fiabilité des services électriques et d'autres services utilitaires pour les résidents du Nord, repose entièrement sur les employés de la Commission répartis à travers le Nord du Canada ainsi qu'à son bureau d'Edmonton. Les responsabilités et les tâches des employés sont très variées. La diversité des employés aide à atteindre le but commun d'offrir au public des services de la manière la plus efficace et la plus loyale. La Commission reconnaît cet effort soutenu de la part de tous ses employés.

CORPORATE OBJECTIVES

One of the prime objectives is the relocation of the Commission's Head Office to the North.

The future corporate entity will depend upon the aspirations of the Governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory. During the progress of constitutional development, the management of their own destiny would understandably include the responsibility for utility services within their jurisdictions. The orderly transition to this goal will be provided for in the future activities and planning of the Commission.

OBJECTIFS DE LA SOCIÉTÉ

Un des objectifs principaux est le transfert du Siège Social de la Commission dans le Nord.

L'entité future de la société dépendra des aspirations des gouvernements des Territoires du Nord-Ouest et du Territoire du Yukon. Avec le progrès de l'aménagement constitutionnel, la gestion de leur propre destinée comprendrait normalement la responsabilité des services publics, à l'intérieur de leur propre juridiction. En vue d'atteindre ce but, la transition qui s'impose fera partie des activités futures et de la planification de la Commission.

Les autres objectifs poursuivis par la société comprennent: réduction de la production diesel au moyen de l'extension de lignes de transmission et l'aménagement de ressources hydro-électriques alternatives, la gestion et l'utilisation et la production efficace de l'énergie électrique à travers le Nord du Canada, provision de capacité de production afin d'encourager la croissance et l'expansion économique, l'amélioration des programmes de formation pour les employés de la Commission, un contrôle amélioré des centrales de production afin de diminuer les perturbations de l'énergie électrique, garantir la fiabilité du service et voir à l'expansion des activités de la société de la Commission dans l'intérêt du Nord canadien.

THE YEAR IN REVIEW

The Commission directly services 47 communities in the Northwest Territories, 4 communities in the Yukon and the Town of Field, British Columbia, located in Yoho National Park.

Wholesale power is sold for distribution by investor owned utilities in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory. Retail heat, water and sewerage utilities are provided at Inuvik. Wholesale heat service is supplied to the Government of the Northwest Territories for distribution within the community of Frobisher Bay.

GENERATION

System generating capability did not increase during the year. Work carried out involved the upgrading of station service, including rehabilitation and redistribution of equipment to match forecast generation requirements. Units no longer suitable to the system were removed from service.

Capacity changes at Northwest Territories plants included installation of a 700 kW unit at Norman Wells to meet increased industrial demands and community growth, addition of a 600 kW unit at Tuktoyaktuk to service increased exploration activity, installation of a 300 kW generating unit at Whale Cove, addition of a 600 kW unit at Eskimo Point increasing capacity from 1200 kW to 1800 kW. Smaller increases took place at Paulatuk (50 kW) and 70 kW at Snowdrift.

SYSTEMS

Present installed capacity totals 244 MW, representing 102 MW in hydro generation and 142 MW in thermal generation. By area, 56 MW of hydro capacity and 30 MW of thermal capacity are located in the Yukon Territory, 46 MW of hydro and 111 MW of thermal in the Northwest Territories, and 1 MW of thermal generation in service at Field, British Columbia.

L'ANNEE EN RETROSPECTIVE

La Commission dessert directement 47 communautés dans les Territoires du Nord-Ouest, 4 communautés dans le Yukon et la ville de Field, C.B., située dans le parc national de Yoho.

L'énergie en gros est vendue pour distribution par les entreprises de service publique, dont les propriétaires sont actionnaires, dans les capitales des Territoires; à Yellowknife, au Nord-Ouest et Whitehorse au Yukon. Le chauffage au détail, l'eau et les services d'égoûts sont fournis à Inuvik. Le service de chauffage en gros est fourni au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour être distribué à l'intérieur de la communauté de Frobisher Bay.

PRODUCTION

La capacité du système de production n'a pas augmenté durant l'année. Le travail effectué comprenait l'amélioration du service des centrales, répartition et remplacement de l'équipement pour répondre aux besoins de production prévus. Les groupes ne pouvant servir le système ont été supprimés du service.

Les changements de la capacité dans les centrales des Territoires du Nord-Ouest comprennent l'installation d'un groupe de 700 kW à Norman Wells afin de répondre à la demande industrielle et à l'accroissement communautaire, une addition d'un groupe de 600 kW à Tuktoyaktuk pour servir des travaux accrus d'exploration, l'installation d'un groupe électrogène de 300 kW à Whale Cove, un groupe de 600 kW à Eskimo Point augmentant la capacité de 1200 kW à 1800 kW. De petites augmentations se sont produites à Paulatuk (50 kW) et à Snowdrift (70 kW).

SYSTEMES

La capacité actuellement installée se monte à 244 MW ce qui représente 102 MW en production hydro-électrique et 142 MW en production thermique. Par région, 56 MW de capacité hydraulique et 30 MW de capacité thermique sont situés dans le Territoire du Yukon, 46 MW hydrauliques et 111 MW thermiques dans les Territoires du Nord-Ouest; 1 MW de production thermique est en service à Field, C.B.

PLANT IMPROVEMENTS

Complete with a new fuel handling system, two 91,000 litre tanks were installed at the Frobisher Bay main plant. 62,250 litres of storage was added to the standby plant to increase the backup capability of the 2,500 kW unit. The Fort McPherson tank farm was relocated using the original two 91,000 litre tanks and a tank of the same capacity transferred from Arctic Red River. Fuel deliveries formerly by barge supply are now received from Inuvik over the Dempster highway by truck transport. The Norman Wells fuel system was rebuilt from the tank farm to the plant. Larger piping was used and an automatic fuel handling module installed.

At Baker Lake, the external common rail cooling system was reconstructed using Arctic type radiators, eliminating a continual winter problem of snow filled radiators. An automatic fuel handling system was installed at Fort Norman, including a direct telephone link to Head Office to monitor fuel consumption and related generation performance. Installation of a 1,592,500 litre fuel tank was completed at Rankin Inlet and fuel storage was increased at Tuktoyaktuk by 91,000 litres.

A study was conducted on the Snare/Yellowknife grid to determine the reason for interruptions on the system. The cause was found to be in voltage regulation at the Snare Falls and Snare Rapids plants and in the control gear at Snare Forks. Work to correct the problem has been scheduled.

A second substation was completed to service the City of Whitehorse, Yukon Territory. 6.6 km of line was constructed to tie in the substation to a grid point on the Whitehorse to Takhini (138 kV) transmission line. The new substation has the capacity to carry the city load should a malfunction occur at the original substation.

A total of 18 km of distribution line extensions were added to the system. In the Northwest Territories, extensions were completed at Coral Harbour, Norman Wells, Frobisher Bay, Tuktoyaktuk, Fort McPherson, Pangnirtung, Baker Lake, Fort Smith and Pine Point. Other extensions took place at Faro and Mayo in the Yukon Territory.

AMELIORATION DES CENTRALES

Deux réservoirs de 91,000 litres complétés par un nouveau système de manutention ont été installés à la centrale principale de Frobisher Bay. Afin d'augmenter la capacité de soutien du groupe de 2,500 kW, 62,250 litres d'entreposage ont été ajoutés à la centrale auxiliaire. Le réservoir de ferme du Fort McPherson a été déplacé, en utilisant les deux citernes de 91,000 litres et une citerne de même capacité transférée de l'Arctic Red River. Les livraisons de combustible se faisant précédemment par péniche approvisionnée parviennent maintenant d'Inuvik par transport routier de Dempster, en camion. Le système au combustible de Norman Wells a été reconstruit depuis la ferme citerne jusqu'à la centrale. On a utilisé un conduit plus grand et installé un module de manutention automatique du combustible.

A Baker Lake, le système de refroidissement sur le conduit extérieur a été reconstruit en utilisant des radiateurs de type Arctique, ce qui permet d'éliminer le constant problème des radiateurs se remplissant de neige au cours de l'hiver. Un système automatique de manutention de combustible a été installé comprenant un relais téléphonique direct avec le siège central et qui permet le contrôle de la consommation du combustible et la performance de la production s'y rapportant. L'installation d'une citerne de 1,592,500 litres de combustible a été terminée à Rankin Inlet et l'entreposage de combustible a été augmenté de 91,000 litres à Tuktoyaktuk.

Une étude a été entreprise sur le réseau de Snare/Yellowknife afin de déterminer les raisons d'interruptions sur le système. Le réglage du voltage aux centrales de Snare Rapids ainsi que le dispositif de commande de Snare Forks se sont avérés en être la cause. Le travail en vue de rectifier ce problème est au programme.

Une seconde sous-centrale a été terminée pour alimenter la ville de Whitehorse, Territoire du Yukon. On a construit 6.6 km de ligne afin de relier la sous-centrale à un point de réseau sur la ligne de transmission (138 kV) de Whitehorse à Takhini. La nouvelle sous-centrale a la capacité de tenir la charge de la ville en cas de mauvaise fonction se produisant à la sous-centrale d'origine.

Un totale de 18 km d'extensions de lignes de distribution ont été ajoutées au système. Dans les Territoires du Nord-Ouest les extensions ont été complétées à Coral Harbour, Norman Wells, Frobisher Bay, Tuktoyaktuk, Fort McPherson, Pangnirtung, Baker Lake, Fort Smith et Pine Point. D'autres extensions ont été ajoutées à Faro et Mayo, dans le Territoire du Yukon.

Normal line maintenance programs were carried out at Mayo and Whitehorse in the Yukon. More extensive programs took place in the Northwest Territories at Norman Wells, Wrigley, Fort Liard, Lac La Martre, Snowdrift, Nahanni Butte, Tuktoyaktuk, Fort Resolution and in the Yellowknife area. Service extensions beyond those to be recovered in the rates by the Commission require a contribution by the consumer. Under these contractual arrangements, approximately \$504,000 of recoverable line extension work was carried out. The work was primarily related to navigation and communication aids, as well as community service to water pumping stations and fuel storage areas.

Des programmes normaux d'entretien des lignes ont été établis à Mayo et Whitehorse, au Yukon. Des programmes plus importants ont été établis dans les Territoires du Nord-Ouest, à Norman Wells, Wrigley, Fort Liard, Lac La Martre, Snowdrift, Nahanni Butte, Tuktoyaktuk, Fort Resolution et dans la région de Yellowknife. Les extensions de service au-delà de celles à récupérer dans les tarifs par la Commission nécessitent une contribution de la part du consommateur. Au moyen de ces dispositions contractuelles, on a effectué un travail au coût approximatif de \$504,000 de ligne d'extension récupérable. Le travail était surtout relié aux aides de navigation et de communication ainsi que le service à la communauté de centrales hydrauliques et des régions d'entreposage du combustible.

RESIDUAL HEAT RECOVERY SYSTEMS

The Commission operates major heat recovery systems at Dawson City, Yukon Territory and at Cambridge Bay, Igloolik and Rankin Inlet in the Northwest Territories. At Dawson City and Cambridge Bay, the facilities are arranged to supply all available heat from the units. An expansion in the system at Rankin Inlet has made plant heat recovery available in excess of presently connected facilities.

Due to the capital cost commitment required at the outset of a project, installations of heat recovery systems are not progressing on a basis satisfactory to the Commission and potential users. Discussions are continuing with the Government of the Northwest Territories to improve the cost benefit ratio of the installations through reduction in operating costs. As the cost of fuel escalates, the economics of these installations will continue to improve and the payback periods will be substantially reduced. Development of these systems in Northern communities is expected to intensify over the next several years.

SYSTEMES DE RECUPERATION DE CHALEUR RESIDUELLE

La Commission exploite d'importants systèmes de récupération de la chaleur à Dawson City, Territoire du Yukon et à Cambridge Bay, Igloolik et Rankin Inlet dans les Territoires du Nord-Ouest. À Dawson City et Cambridge Bay, des installations sont prévues pour fournir toute la chaleur disponible en provenance des groupes. Une expansion dans le système à Rankin Inlet a permis la récupération de chaleur d'usine, en plus des installations existant actuellement.

A cause du coût du capital engagé, nécessaire au début d'un projet, les installations de systèmes de récupération de la chaleur ne progressent pas dans des conditions pouvant satisfaire la Commission et les usagers potentiels. Des discussions se poursuivent avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest afin d'améliorer le coût profit proportionnel des installations par la réduction des frais d'exploitation. À cause de l'escalade des prix du pétrole, le côté économique de ces installations continuera à s'améliorer et les périodes de remboursement seront considérablement réduites. L'aménagement de ces systèmes dans les communautés du Nord est appelé à augmenter au cours des quelques prochaines années.

PLANNING

Planning of the Commission's electrical facilities is carried out by the Strategic Planning Committee. Consisting of the Commission Chairman, the General Manager and the Technical

PLANIFICATION

La planification des installations électriques de la Commission est effectuée par la comité de planification stratégique. Ce comité se compose du président de la Commission, du directeur général et du conseiller technique du

Advisor to the Commission Board, this committee meets as required to review, discuss and make decisions on long term projects.

The Commission has confirmed the technical feasibility of increasing the winter flow at the Whitehorse Rapids plant by establishing control structures at the outlet of Atlin Lake. However, as the lake is located in the Province of British Columbia, the Commission has taken no formal action to implement the project. If a decision is made to pursue this project, an application will be filed with the Government of British Columbia.

To provide an inventory of potential hydro development, site investigation commenced in 1979/80 continued in the Yukon Territory. At year end, proposals had been submitted to Treasury Board to extend these investigations to other sites. The studies would assess alternative sites to meet various levels of development as projected in load forecasts. Sites presently being investigated include the Mid Yukon, Granite Canyon and Hoole Canyon on the Pelly River, Ross Canyon on the Ross River, False Canyon on the Francis River and a potential small development on Squanga Creek.

Due to lack of indicated demand, a large scale investigation program has not been implemented in the Northwest Territories. Initial investigation is scheduled to be carried out on the Snare system. Studies are to be undertaken to determine the economics of displacing some of the growth in diesel generation by increasing hydro generating capabilities in the system.

MAJOR PROJECTS

During the year the Commission received Treasury Board approval to proceed with the construction of the Whitehorse No. 4 hydro turbine installation.

Engineering design and long term order delivery will be finalized in the 1981/82 fiscal year. Construction is scheduled to commence in early 1982 to meet a proposed completion date of the late fall of 1983. The project increases the installed capacity of the Whitehorse Rapids plant from 20 to 40 MW. The additional turbine will not significantly increase winter peak capacity. The economics of the expansion are in substantial savings in diesel generation through the maximum use of water

conseil de la Commission; il se réunit selon les besoins afin de réviser, discuter et prendre des décisions sur les projets à long terme.

La Commission a confirmé la possibilité technique d'augmenter le débit à la centrale de Whitehorse Rapids en établissant des structures de contrôle à la sortie d'Atlin Lake. Cependant, ce lac étant situé dans le province de Colombie-britannique, la Commission n'a pas entrepris de démarches officielles pour mettre ce projet sur pied. Lorsqu'une décision à cette fin sera prise, une requête sera adressée au gouvernement de la Colombie-britannique.

Afin d'obtenir un inventaire d'installations hydrauliques potentielles, une étude du site, commencée en 1979/80 — a été poursuivie dans le Territoire du Yukon. A la fin de l'année, des propositions ont été soumises au Conseil du Trésor afin d'étendre ces études à d'autres sites. Ces études permettraient à des sites alternatifs de rencontrer divers niveaux d'aménagement tel que projeté dans les prévisions de charge. Les sites présentement à l'étude sont: le Mid Yukon, Granite Canyon et Hoole Canyon sur le Ross River, False Canyon sur le Francis River et un petit aménagement potentiel sur Squanga Creek.

Dû au manque de demande formulée, un programme de recherche sur une grande échelle n'a pas été entrepris dans les Territoires du Nord-Ouest. Une étude initiale est prévue et sera effectuée sur le système Snare. Par ailleurs, des études doivent être entreprises afin de déterminer le côté économique de remplacement d'une partie de la croissance en production diesel par l'augmentation des capacités de production hydro-électrique dans le système.

PRINCIPAUX PROJETS

Au cours de l'année, la Commission a reçu l'approbation du Conseil du Trésor pour entreprendre la construction de l'installation d'une turbine hydraulique no. 4 de Whitehorse.

La conception de l'ingénierie et l'exécution de cette commande à long terme seront prêts dans l'année d'exercice 1982. Le début de la construction est prévu dès 1982 pour atteindre la date projetée pour la fin des travaux à la fin de l'automne 1983. Le projet augmente la capacité existante de la centrale de Whitehorse Rapids de 20 à 40 MW. La turbine supplémentaire n'augmentera pas d'une façon considérable la capacité de charge maximale de l'hiver. Du point de vue financier, cette expansion représente une économie appréciable dans la production diesel, par l'utilisation maximale

flows during the summer months. If further upstream storage could be developed, additional water released in the winter months would increase the firm output of the unit.

A Large Project Advisory Board has been established to review all aspects of the project construction. The Board is composed of members with extensive qualifications in finance and in the utility development field. Project reports are made directly to the Commission Board of Directors.

RATES

Prior to implementation, all rate adjustments during the year were first forwarded for the review and recommendations of the respective Public Utilities Board.

Rate revisions in both the major rate zones were applied to wholesale and primary supply consumers in the hydro serviced areas. The monthly minimum charge to commercial customers in the Northwest Territories was increased from \$15.00 to \$20.00. As well, a 3.7% across the board increase was applied to all diesel serviced customers commencing with the August, 1980 billing cycle.

Discussions continued with representatives of the Northwest Territories Government towards establishing the basic guidelines to be applied in the rationalization of rates within the rate zone. A number of possible approaches and parameters have been identified for consideration and possible future implementation.

des débits d'eau au cours des mois d'été. S'il était possible d'aménager l'accumulation de l'eau en amont, le débit de l'eau supplémentaire au cours des mois d'hiver augmenterait la puissance de sortie du groupe.

Afin de permettre de réviser tous les aspects du projet de construction, on a procédé à la formation d'un comité consultatif des grands projets. Le comité comprend des membres aux compétences étendues dans le domaine de la finance et du développement des services utilitaires. Les rapports des projets sont adressés directement au conseil administratif de la Commission.

TARIFS

Antérieurement à la mise en application, tous les rajustements tarifaires durant l'année ont été présentés à la révision et aux recommandations du conseil des services utilitaires publics.

Les révisions tarifaires dans les deux zones principales ont été appliquées aux consommateurs pour l'approvisionnement en gros et primaire dans les régions desservies par l'énergie hydro-électrique. Le montant à payer mensuellement par les clients commerciaux dans les Territoires du Nord-Ouest a été porté de \$15.00 à \$20.00. Une augmentation générale de 3.7 p.c. a été également appliquée aux clients desservis au diesel à compter de la période de facturation du mois d'août 1980.

Des discussions se sont poursuivies avec les représentants du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest en vue d'établir des directives à suivre dans la rationalisation des tarifs à l'intérieur de la zone tarifaire. Un nombre de démarches possibles et de paramètres ont été retenus dans les considérations et réalisations futures éventuelles.

SERVICE AWARDS

Significant years of service with the Commission were achieved by the following employees: Joseph Long marked 30 years of service, 15 year levels were completed by Sydney Sime, Robert Linklater, Joseph Menard, William Bourque and Steve Szabo. Bruce Christie, Eric Jones, Bernard Doucet, Charles Sweetland, Wayne Martin and Joseph Donaher attained the 10 year service level. This year's long service awards were presented at a special function held in Yellowknife, Northwest Territories.

GRATIFICATION DE SERVICE

Les employés dont le nom suit ont à leur crédit un nombre considérable d'années de service pour la Commission: Joseph Long a complété 30 années; au niveau de 15 années de service il y avait; Sydney Sime, Robert Linklater, Joseph Menard, William Bourque et Steve Szabo. Les employés suivants ont atteint 10 années de service: Bruce Christie, Eric Jones, Bernard Doucet, Charles Sweetland, Wayne Martin et Joseph Donaher. Les gratifications de cette année pour service prolongé ont été décernées lors d'une réunion sociale tenue spécialement à Yellowknife, dans les Territoires du Nord-Ouest.

EMPLOYEES

The work force at year end totalled 330, representing 304 permanent employees and 26 contract operators at the smaller unstaffed plants. Compared to 332 approved permanent positions, staff on force during the year averaged 309 employees. Two of the staff have in excess of 30 years of continuous service, two in excess of 25 years, five in excess of 20 years, nine in excess of 15 years and fourteen have in excess of 10 years of service. Long service employees include several original people of Canada. The Commission employs fifty native Northerners, some of whom are contract operators. Of the 358 approved positions including contract operators, 107 positions are located at the Commission's Head Office.

EMPLOYES

Le nombre total des employés à la fin de l'année était de 330, ce qui représente 304 employés permanents et 26 opérateurs à forfait dans les petites centrales sans personnel régulier. Comparativement à 332 postes permanents autorisés, le personnel à l'emploi au cours de l'année a atteint la moyenne de 309 employés. Deux membres du personnel ont dépassé 30 années d'ancienneté, deux ont dépassé 25 années, cinq ont dépassé 20 années, neuf ont dépassé 15 années et quatorze employés ont dépassé 10 années de service. Parmi les employés anciens, figurent plusieurs autochtones. La Commission emploie cinquante autochtones du Nord, parmi lesquels, certains travaillent à forfait. Sur les 358 postes autorisés, y compris les travailleurs à forfait, 107 postes sont situés au siège social de la Commission.

The Public Service Alliance of Canada agreement for non-supervisory operational staff was signed August 26, 1980. The agreement is in force until December 31, 1981.

L'entente de l'Alliance de la Fonction Publique du Canada pour le personnel régulier et non de surveillance, a été signée le 26 août 1980. L'entente est en vigueur jusqu'au 31 décembre 1981.

SAFETY

In support of the overall program, a "loss control committee" was established to monitor field safety. The committee will monitor and advise upon the entire safety program. It will deal directly with concerns where immediate authority or investigation is indicated. The committee will additionally serve as a communications bridge between Head Office and field units related to mutual safety and security interests.

HYDRO MANAGEMENT

Seasonal and monthly reservoir water inflow projections were calculated through the use of improved hydrological forecasting techniques. The information was applied in the development of operating procedures which make the most effective use of limited water resources. An in-depth study was completed of the Aishihik plant hydro generation potential for the next five years.

Inflows to the major hydro reservoirs were well below the long term average. The situation was particularly severe in the Snare, Northwest Territories and Aishihik, Yukon Territory river basins. Due to the low water flows, substantial diesel generation was required in both systems to compensate for the shortfall in hydro output. To maintain licensed reservoir levels, it was necessary to produce additional diesel generation of 16,547,000 kWh in the Yellowknife/Snare system and 18,672,000 kWh in the Whitehorse/Aishihik system. Both the Taltson system, Northwest Territories and the Mayo system in the Yukon Territory had sufficient water to permit full hydro production.

FINANCIAL REVIEW

On an overall Commission basis, a loss of \$400,000 is recorded on the year's operations. Water levels were well below historical levels in the major hydro systems, requiring the use of substantial diesel generation to compensate for the shortfall in hydro output. With the increased diesel generation, maintenance costs increased beyond forecast levels, resulting in an additional cost impact upon the year's results.

SECURITE

Pour appuyer l'ensemble du programme, un "comité de contrôle des pertes" a été formé afin de contrôler la sécurité sur le terrain. Le comité assurera le contrôle et conseillera tout le programme de la sécurité. Il s'occupera directement des situations où une décision ou enquête immédiate s'avère nécessaire. De plus, le comité servira d'intermédiaire dans la communication entre le siège social et les centres sur le terrain, relativement à la protection mutuelle et dans l'intérêt de la sécurité.

GESTION HYDRAULIQUE

Les projections du débit saisonnier et mensuel de l'eau du réservoir ont été calculées en utilisant des techniques perfectionnées de prévisions hydrologiques. Ces données ont servi au développement de procédés opérationnels permettant l'utilisation la plus efficace des ressources limitées d'eau. Une étude en profondeur a été complétée sur le potentiel de production hydro-électrique de la centrale d'Aishihik pour les cinq prochaines années.

L'afflux aux principaux réservoirs hydrauliques était bien en dessous de la moyenne à long terme. La situation était particulièrement grave dans les bassins du Snare, Territoires du Nord-Ouest et Aishihik, Territoire du Yukon. A cause du bas niveau du flux de l'eau, on a dû recourir considérablement à la production diesel dans les deux systèmes afin de compenser le manque dans la puissance hydraulique fournie. Pour maintenir les niveaux autorisés du réservoir il a fallu ajouter une production diesel de 16,547,000 kWh dans le système de Yellowknife-Snare et 18,672,000 kWh dans le système de Whitehorse-Aishihik. Les deux systèmes: celui de Taltson, dans les Territoires du Nord-Ouest et de Mayo, dans le Territoire du Yukon, avaient suffisamment d'eau pour assurer entièrement la production hydro-électrique.

FINANCES

Dans l'ensemble, la Commission enregistre une perte de \$400,000 pour l'exploitation de l'année. Les niveaux d'eau étaient bien inférieurs aux niveaux antérieurs dans les principaux systèmes hydrauliques, et, une production diesel considérable a dû compenser le manque de la puissance hydraulique fournie. L'augmentation de la production diesel a fait monter le coût de l'entretien au-delà des niveaux prévus causant une répercussion du coût supplémentaire dans les résultats de l'année.

On a rate zone basis, a deficit of \$633,000 resulted in the Yukon Territory. Net income of \$201,000 was realized in the Northwest Territories and net income of \$32,000 at Field, British Columbia.

REVENUE

1980/81 consolidated revenues totalled \$55.9 M, an increase of \$6.9 M or 14% over the previous year. Electric power sales increased 12% to \$49.6 M. Heat sales rose 30% to \$5.3 M. Other income of \$1.0 M resulted from the operation of facilities under contract, joint use rentals for attachments to Commission pole lines and miscellaneous revenue derived from services performed for others.

Revenue for the year by rate zone with percentage increases was as follows: Northwest Territories \$42.1 M (15%), Yukon Territory \$13.6 M (10%) and Field, British Columbia \$218,000 (32%). Government domestic and commercial consumers provided 39% of the revenue, non-Government domestic and commercial 11%, industrial service 27% and wholesale deliveries 23%.

Electrical energy sales totalled 692,185,000 kWh in comparison to a total generation of 768,035,000 kWh. kWh sales by Territory and corresponding percentage changes were: Northwest Territories 362,287,000 kWh (-0.5%), Yukon Territory 328,809,000 kWh (2%), and Field, British Columbia 1,809,000 kWh (1%). The system peak load increased from 131,442 kW to 141,503 kW, reflecting an increase of 7.7%. Comparative figures for the rate zones by peak load and percentage changes are: Northwest Territories 75,286 kW (8.6%), Yukon Territory 65,987 kW (6.7%) and Field, British Columbia 230 kW (-8%).

EXPENSES

Operating costs excluding net interest expense totalled \$42.4 M for the year compared to \$35.1 M in 1979/80, representing an increase of 21%.

Concernant les zones tarifaires, on a enregistré un déficit de \$633,000 dans le Territoire du Yukon. Un revenu net de \$201,000 a été réalisé dans les Territoires du Nord-Ouest et un revenu net de \$32,000 à Field, C.B.

REVENU

Le total des revenus consolidés s'élève à \$55.9 M, une augmentation de \$6.9 M ou 14 p.c. sur l'année précédente. Les ventes d'énergie électrique ont augmenté de 12 p.c. à \$49.6 M. Les ventes de chauffage ont augmenté de 30 p.c. à \$5.3 M. Un autre revenu de \$1.0 M provenant de l'exploitation des installations sous contrat, location pour usage en commun de fixation aux lignes de poteaux et revenus divers provenant de services fournis aux autres.

Le revenu annuel par zone tarifaire avec le pourcentage des augmentations était comme suit: Les Territoires du Nord-Ouest \$42.1 M (15 p.c.), le Territoire du Yukon \$13.6 M (10 p.c.) et Field, Colombie-britannique \$218,000 (32 p.c.). Les consommateurs gouvernementaux, domestiques et commerciaux ont procuré 39 p.c. du revenu, les consommateurs domestiques non gouvernementaux et commerciaux 11 p.c., le service industriel 27 p.c. et les livraisons en gros 23 p.c.

Le total des ventes d'énergie électrique s'élève à 692,185,000 kWh comparé à une production totale de 768,035,000 kWh. Les ventes kWh par territoire et les changements de pourcentage correspondant étaient: Territoires du Nord-Ouest 362,287,000 kWh (-0.5 p.c.), Territoire du Yukon 328,809,000 kWh (2 p.c.) et Field, C.B. 1,809,000 kWh (1 p.c.). La charge maximale du système s'est accrue, passant de 131,442 kW à 141,503 kW, démontrant une augmentation de 7.7 p.c. Les chiffres comparatifs pour les zones tarifaires selon les charges maximales et les changements de pourcentage sont: les Territoires du Nord-Ouest 75,286 kW (8.6 p.c.), le Territoire du Yukon 65,987 kW (6.7 p.c.) et Field, Colombie-britannique 230 kW (-8 p.c.).

DEPENSES

Les coûts d'exploitation à l'exclusion des dépenses d'intérêt net ont totalisé \$42.4 M pour l'année, comparé à \$35.1 M en 1979/80, représentant une augmentation de 21 p.c.

Of these expenditures, operations and maintenance costs amounted to \$32.9 M, an increase of \$6.4 M or 24% over the previous period. The major changes occurred in additional fuel oil cost of \$4.2 M, a 36% increase, and additional direct maintenance expenditures of \$1.6 M, an increase of 34%. Other cost components generally followed forecast trends and budget provisions. Net interest expense for the year amounted to \$13.9 M or 25% of sales revenue. Comparative figures in 1979/80 were \$14.0 M and 28%.

Debt payments of interest and principal for the year totalled \$21.9 M or 39% of total revenue. In the previous period, comparative payments totalled \$21.3 M and 43% of revenue.

NET LOSS

Net loss for the year amounted to \$400,000 and compares to net income of \$9,000 in 1979/80 and a net loss of \$64,000 in 1978/79. The consolidated deficit on operations at March 31, 1981 totalled \$4.6 M in comparison to a deficit at March 31, 1980 of \$4.2 M.

CAPITAL PROGRAM

Capital expenditures for the year amounted to \$5.6 M. In comparison, the previous three years' expenditures amounted to: 1979/80 — (\$3.7 M), 1978/79 — (\$6.1 M) and in 1977/78 — (\$8.7 M).

Capital expenditures were made to provide for station upgrading to meet incremental load growth and preconstruction costs of the Whitehorse No. 4 hydro expansion project. With the commencement of this project, the capital program which has been conducted at reduced levels over the past several years will accelerate significantly in terms of cash outlay and borrowing requirements. At year end, capital assets in service at cost, including construction in progress totalled \$215.3 M.

De ces dépenses, les frais d'exploitation et d'entretien étaient au montant de \$32.9 M, soit une augmentation de \$6.4 M ou 24 p.c. sur la période précédente. Les changements majeurs se sont produits dans la consommation supplémentaire de mazout de \$4.2 M, une augmentation de 36 p.c. et des dépenses additionnelles d'entretien direct de \$1.6 M, une augmentation de 34 p.c.. Les autres composants du coût ont en général suivi les tendances prévues ainsi que les prévisions budgétaires. La dépense d'intérêt net pour l'année se chiffre à 13.9 M ou 25 p.c. du revenu des ventes. Les chiffres comparés en 1979/80 étaient \$14.0 M et 28 p.c.

Les remboursements de dette d'intérêt et capital pour l'année se montent à \$21.9 M ou 39 p.c. du revenu total. Pour la période précédente, les remboursements comparés représentent \$21.3 et 43 p.c. du revenu.

PERTE NETTE

La perte nette pour l'année a atteint le montant de \$400,000 à comparer au revenu net de \$9,000 en 1979/80 et une perte nette de \$64,000 en 1978/79. Le déficit consolidé des exploitations au 31 mars 1981 a atteint le total de \$4.6 M comparé à un déficit de \$4.2 au 31 mars 1980.

PROGRAMME CAPITAL

Les dépenses de capital pour l'année ont atteint le montant de \$5.6 M. Par comparaison, le montant des dépenses des trois années précédentes était de: 1979/80 — (\$3.7 M), 1978/79 — (\$6.1 M) et en 1977/78 — (\$8.7 M).

Des dépenses de capital ont été faites en vue de l'amélioration de la centrale et pour satisfaire aux augmentations des taux de charge ainsi qu'aux frais de préconstruction du projet d'expansion de turbine hydraulique no. 4 de Whitehorse. Avec le commencement de ce projet, le programme capital qui a été mené à des niveaux réduits au cours des quelques années passées, accélérera considérablement en termes de mise de fonds et des emprunts nécessaires. A la fin de l'exercice, l'actif en service au prix coûtant et qui inclut la construction en cours représente un montant total de \$215.3 M.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, Ontario
June 5, 1981

The Honourable John Carr Munro, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, Ontario

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1981 and the statements of operations and deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1981 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Senior Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa (Ontario)
le 5 juin 1981

L'honorable John Carr Munro, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien
Ottawa (Ontario)

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1981 ainsi que l'état de l'exploitation et du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1981 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

le Premier sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

**STATEMENT OF OPERATIONS
AND DEFICIT
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1981**

**ETAT DE L'EXPLOITATION
ET DU DEFICIT
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1981**

1981 1980
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Income

Sale of power	\$49,579	\$44,187
Sale of heat	5,272	4,046
Other	1,063	812
	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>

Revenus

Vente de courant
Vente de chaleur
Autres revenus

Expense

Operations and maintenance	32,912	26,484
Engineering and general administration (Note 8)	3,470	3,060
Depreciation	6,061	5,481
Cancelled projects	—	59
	<u>42,443</u>	<u>35,084</u>

Dépenses

Exploitation et entretien
Administration générale et services d'ingénierie (note 8)
Amortissement
Projets annulés

Net income before interest expense

13,471 13,961

Bénéfice net avant la dépense d'intérêt

Interest expense, net (Note 9)

13,871 13,952

Dépense d'intérêt, nette (note 9)

Net loss (income) for the year

400 (9)

Perte nette (bénéfice) pour l'exercice

Deficit at beginning of the year

4,208 4,217

Déficit au début l'exercice

Deficit at the end of the year

\$ 4,608 \$ 4,208

Déficit à la fin de l'exercice

The accompanying notes are an integral
part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante
des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1981

ASSETS

ACTIF

	1981	1980	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Fixed Assets			Immobilisations
In service (Note 3)	\$211,691	\$209,183	En service (note 3)
Less accumulated depreciation	<u>37,492</u>	<u>32,414</u>	Moins l'amortissement accumulé
	174,199	176,769	
Projects under constructions	<u>3,568</u>	<u>1,538</u>	Constructions en cours
	<u>177,767</u>	<u>178,307</u>	
Current assets			A court terme
Cash in bank	9,797	10,969	Comptant à la banque
Accounts receivable			Débiteurs
— utilities	8,927	7,825	— services publics
— other	781	891	— autres
Inventories, at cost			Stocks, au prix coûtant
— fuel and lubricants	7,025	6,155	— combustibles et lubrifiants
— other supplies	<u>1,937</u>	<u>1,407</u>	— autres fournitures
	<u>28,467</u>	<u>27,247</u>	
	<u>\$206,234</u>	<u>\$205,554</u>	

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Approved:

Approuvé:

le Contrôleur



Comptroller

BILAN AU 31 MARS 1981

LIABILITIES

PASSIF

1981 1980
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Long-term debt

A long terme

Loans from Canada (Note 4)

\$187,175

\$188,338

Emprunts auprès du Canada (note 4)

Current liabilities

A court terme

Due to Canada

Dû au Canada

— current portion of
long-term debt

5,726

5,092

— tranche à court terme de
la dette à long terme

— overdue instalments and
related interest (Note 5)

9,192

9,192

— versements en retard et
intérêt relié (note 5)

Accounts payable and accrued liabilities

7,797

5,831

Créditeurs et passif couru

Contractors' holdbacks

952

1,309

Retenues des entrepreneurs

23,667

21,424

DEFICIT OF CANADA

DEFICIT DU CANADA

Deficit

4,608

4,208

Déficit

\$206,234

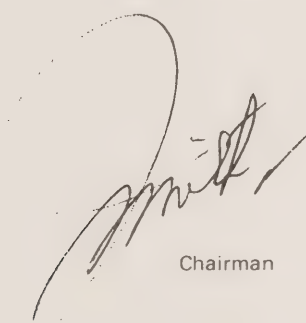
\$205,554

Les notes ci-jointes font partie
intégrante des états financiers.

Approved on behalf of the Commission:

Approuvé au nom de la Commission:

le Président



Chairman

**STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1981**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1981**

1981 1980
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Source of working capital

Provenance du fonds de roulement

Operations

Exploitation

Net loss (income) for the year	\$ 400	\$ (9)
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	6,061	5,481
Property and equipment written off	17	56
	<u>5,678</u>	<u>5,546</u>

Perte nette (bénéfice) pour l'exercice
Eléments n'exigeant aucune mise de fonds
Amortissement
Radiation de biens et de matériel

Canada

Canada

Loans for capital expenditures	5,000	4,000
Proceeds on disposals of property and equipment	68	13
	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>

Emprunts pour dépenses en capital
Produit de l'aliénation de biens et de matériel

Application of working capital

Utilisation du fonds de roulement

Additions to property and equipment	5,606	3,674
Repayment of loans from Canada	6,163	5,541
	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>

Acquisition de biens et de matériel
Remboursement d'emprunts auprès du Canada

(Decrease) increase in working capital

(Diminution) augmentation du fonds de roulement

Working capital at beginning of the year	5,823	5,479
Working capital at end of the year	<u>\$ 4,800</u>	<u>\$5,823</u>

Fonds de roulement du début de l'exercice
Fonds de roulement à la fin de l'exercice

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

1. **Authority and objective**

The Northern Canada Power Commission, a Schedule C corporation, was formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948 and now operates under the Northern Canada Power Commission Act.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, at certain other locations in Canada.

2. **Statement of accounting policies**

The financial statements have been prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances, and have been applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of significant accounting policies of the Commission is presented as follows to assist the reader in interpreting the financial statements.

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration which is directly attributable to the capital projects.

Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off against operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of assets retired less salvage proceeds is charged to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation on property and equipment in service prior to March 31, 1977, financed by loans from Canada, excepting the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The associated loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Assets placed in service subsequent to March 31, 1977 are depreciated on a straight line basis. Straight line depreciation is charged over the estimated economic life of the Head Office building and on assets purchased from internally generated funds.

1. **Autorisation et objectif**

La Commission d'énergie du Nord canadien, société figurant à l'annexe C, était auparavant la **Northwest Territories Power Commission** établie en 1948. Son exploitation est régie actuellement par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, à d'autres endroits au Canada.

2. **Enoncé des conventions comptables**

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés convenables vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Le résumé des conventions comptables importantes de la Commission qui figure ci-après vise à aider le lecteur à interpréter les états financiers.

Biens et matériel

Les biens et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à leur valeur nominale, sont inscrits au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les paiements directs de biens et de services, le coût des projets comprend l'intérêt, au taux régnant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la construction et une partie des frais des services d'ingénierie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets d'immobilisations.

Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de biens et de matériel suite à des circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui ne sont pas entrés dans le cycle de production, sont radiés à l'exploitation de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Dans les retraits réguliers, le coût des éléments d'actif retirés moins le produit de la récupération est imputé à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté à l'exploitation.

Amortissement

L'amortissement des biens et du matériel utilisés avant le 31 mars 1977 et financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts connexes sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique, estimative, des éléments d'actif. Les éléments d'actif utilisés après le 31 mars 1977 sont amortis selon la méthode linéaire. Pour ce qui est de l'immeuble du siège social et des éléments d'actif financés à même ses propres fonds, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire sur la durée économique, estimative, des immobilisations.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30 - 50 years
Diesel engines and associated equipment	10 - 15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 - 30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20 - 30 years
Office and general equipment	10 - 15 years
Motor vehicles	4 years

Valuation of inventories

Inventories are valued at average cost using the principle of first in, first out. Provision is made for decline in value of slow-moving inventory.

3. Fixed assets in service

Details of fixed assets in service at cost are as follows:

	1981	1980
Electric power plants	\$161,276,000	\$160,052,000
Transmission and distribution systems	35,180,000	33,813,000
Other utilities	5,053,000	5,155,000
Staff accommodation	3,821,000	3,872,000
Warehouses, motor vehicles and general facilities	6,361,000	6,291,000
	<u>\$211,691,000</u>	<u>\$209,183,000</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any instalment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1981, loans for capital expenditures carried interest rates ranging from 4.125% to 13.75% with a weighted average interest rate of 8.5%.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques, estimatives, suivantes:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesels et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Edifices	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Valeur des stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen selon la méthode du premier entré, premier sorti. Une rectification est apportée afin de tenir compte de la réduction de la valeur des stocks dont le mouvement est lent.

3. Immobilisations en service

Voici une ventilation des immobilisations en service aux prix coûtant:

	1981	1980
Centrales hydro-électriques	\$161,276,000	\$160,052,000
Réseaux de transmission et de distribution	35,180,000	33,813,000
Autres services	5,053,000	5,155,000
Locaux du personnel	3,821,000	3,872,000
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	6,361,000	6,291,000
	<u>\$211,691,000</u>	<u>\$209,183,000</u>

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt au taux régnant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt global comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1981, les emprunts pour les dépenses en capital portaient l'intérêt à des taux variant de 4.125% à 13.75%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 8.5%.

Loans due Canada mature as follows:

	Principal
1982	\$ 5,726,000
1983	5,906,000
1984	6,277,000
1985	6,708,000
1986	7,152,000
1987 - 2024	161,082,000
	<hr/> 192,851,000
Deduct current portion	5,726,000
	<hr/> 187,125,000
Advance:	
Project investigation	50,000
	<hr/> \$187,175,000

In 1981 the Commission borrowed \$5,000,000 (\$4,000,000 in 1980) from Canada at an interest rate of 13.75% and paid \$22,524,000 (\$21,819,000 in 1980) to Canada comprising principal of \$6,163,000 (\$5,541,000 in 1980) and interest of \$16,361,000 (\$16,278,000 in 1980).

5. Due to Canada — overdue instalments and related interest

This item represents principal, \$2,203,000 and interest \$6,989,000 on instalments which fell due on March 31, 1977 and which remain unpaid.

6. Hydro investigation studies

The Commission, with the approval of the Governor in Council, is carrying out special investigation studies on the hydro-generation potential of the mid-Yukon for which it will receive payments not exceeding \$3,150,000. The studies are to be completed by September 30, 1983 and any undisbursed funds are to be refunded to Canada. If these studies result in the provision of electricity for consumption, the funds provided for the studies will become repayable, with accrued interest, to Canada.

The Commission has received accumulated payments of \$1,250,000 to March 31, 1981 (\$1,000,000 to March 31, 1980) for the special investigation studies and has incurred accumulated expenditures of \$1,215,000 (\$728,000 in 1980). The unexpended balance of \$35,000 is included as an account payable at March 31, 1981 (\$272,000 at March 31, 1980).

The Commission also received \$36,000 in 1981 for projects investigated but not proceeded with, and refunded to Canada \$230,000 received in the previous year for investigation studies which were not undertaken on Waste Heat Recovery Systems.

7. Pensions

During the year the Commission made payments of \$460,000 (\$402,000 in 1980) in respect of current contributions to the Public Service Superannuation Account (PSSA) of the Government of Canada. The PSSA is actuarially valued every five years. The Commission's contributions and liabilities are limited to the current portion, and no estimate of the Commission's share of actuarial deficiencies has been made.

Les emprunts auprès du Canada viennent de la façon suivante:

	Capital
1982	\$ 5,726,000
1983	5,906,000
1984	6,277,000
1985	6,708,000
1986	7,152,000
1987 - 2024	161,082,000
	<hr/> 192,851,000
Déduire la tranche à court terme	5,726,000
	<hr/> 187,125,000
Avance:	
Etude des sites de construction	50,000
	<hr/> \$187,175,000

En 1981, la Commission a emprunté \$5,000,000 (\$4,000,000 en 1980) au Canada à un taux d'intérêt de 13.75% et a payé \$22,524,000 (\$21,819,000 en 1980) de sa dette au Canada, soit \$6,163,000 (\$5,541,000 en 1980) sous forme de capital et \$16,361,000 (\$16,278,000 en 1980) sous forme d'intérêt.

5. Dû au Canada — versements en retard et intérêt relié

Ce poste représente le capital, \$2,203,000 et l'intérêt, \$6,989,000, sur des versements dus le 31 mars 1977 et qui restent impayés.

6. Etudes de sites hydro-électriques

Avec l'approbation du Gouverneur en conseil, la Commission effectue des études spéciales de sites éventuels de production d'énergie hydro-électrique dans le centre du Yukon pour lesquelles elle recevra des versements ne dépassant pas \$3,150,000. Ces études doivent se terminer d'ici le 30 septembre 1983 et tous les fonds non utilisés devront être remboursés au Canada. Si ces études mènent à la production d'énergie électrique à des fins de consommation, les fonds fournis devront être remboursés, avec un intérêt couru, au gouvernement du Canada.

La Commission a reçu des versements accumulés de \$1,250,000 au 31 mars 1981 (\$1,000,000 au 31 mars 1980) pour les études spéciales de sites et a engagé des dépenses accumulées de \$1,215,000 (\$728,000 en 1980). Les fonds non dépensés qui se chiffraient à \$35,000 figurent à titre de compte créditeur au 31 mars 1981 (\$272,000 en date du 31 mars 1980).

La Commission a également reçu \$36,000 en 1981 pour des projets ayant fait l'objet d'études mais non entrepris et a remboursé au Canada \$230,000 qu'elle a reçus au cours de l'exercice précédent pour des études non effectuées sur des systèmes de recouvrement de la chaleur perdue.

7. Pension de retraite

Au cours de l'exercice, la Commission a versé \$460,000 (\$402,000 en 1980) en guise de cotisations courantes au Compte de pension de retraite de la Fonction publique (CPRFP) du gouvernement du Canada. Le CPRFP fait l'objet d'une révision actuarielle tous les cinq ans. Les cotisations et le passif de la Commission se limitent à la portion actuelle et il n'y a eu aucune estimation de la part de la Commission de l'insuffisance actuarielle de l'actif.

8. Engineering and general administration

Engineering and general administration is net of amounts charged to capital and recoverable projects. Allocations to capital and recoverable projects totalled \$662,000 in 1981 (\$504,000 in 1980).

9. Interest expense

Interest expense relates to long-term debt and is net of amounts charged to capital projects and interest earned from short-term investments. Interest charges totalling \$138,000 were capitalized at a rate of 8% for 1981 (\$111,000 at 8% for 1980). Interest earned on short-term investments amounted to \$2,352,000 in 1981 (\$2,215,000 in 1980).

10. Contingent liabilities

Recognition of lawsuits against the Commission at March 31, 1981 has been made in the accounts in an amount which the Commission considers adequate to provide for any settlements which may arise out of such claims.

11. Commitments

Estimated cost to complete capital projects under construction is approximately \$32,100,000 at March 31, 1981 (\$1,500,000 at March 31, 1980).

12. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$15,000,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage on major projects under construction is purchased by the Commission, or by its contractors if required by the Commission.

13. Related party transactions

Audit and legal services

In addition to the transactions with the Government of Canada referred to in Notes 4, 5, 6 and 7, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice (Canada).

Commission members

The Commission consists of a chairman and four additional members appointed by the Governor in Council. The Chairman is the chief executive officer of the Commission.

8. Administration générale et services d'ingénierie

Les frais d'administration générale et des services d'ingénierie sont diminués des sommes imputées aux projets en capital et aux projets à recouvrer. Les sommes allouées à ces projets ont atteint \$662,000 en 1981 (\$504,000 en 1980).

9. Dépense d'intérêt

La dépense d'intérêt a trait aux dettes à long terme et est diminuée de sommes imputées aux projets en capital et de l'intérêt gagné sur les placements à court terme. Des montants d'intérêt se chiffrant à \$138,000 ont été capitalisés à un taux de 8% en 1981 (\$111,000 à 8% en 1980). L'intérêt provenant de placements à court terme en 1981 a été de \$2,352,000 (\$2,215,000 en 1980).

10. Passif éventuel

Les poursuites intentées contre la Commission, au 31 mars 1981, ont été prises en considération en comptabilisant une somme que la Commission estime suffisante pour régler toute réclamation qui pourrait en résulter.

11. Engagements

Les engagements concernant l'achèvement des constructions en cours se chiffraient à environ \$32,100,000 au 31 mars 1981 (\$1,500,000 au 31 mars 1980).

12. Assurance

La Commission achète de l'assurance contre les catastrophes à l'égard d'éléments d'actif particuliers en guise de protection contre des pertes importantes pouvant aller jusqu'à \$15,000,000. Elle achète également de l'assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. Les véhicules automobiles, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés et il existe une assurance de responsabilité générale tous risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux de construction importants en cours.

13. Transactions avec des groupes affiliés

Services de vérification et services juridiques

En plus des transactions avec le gouvernement du Canada mentionnées aux notes 4, 5, 6 et 7, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du Vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.

Membres de la Commission

La Commission comprend un président et quatre autres membres nommés par le Gouverneur en conseil. Le président est le directeur général de la Commission.

Economic dependence

The Commission has a significant amount of transactions with Canada and its agencies, the same with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and Yukon Territory and large industrial consumers and suppliers. These transactions comprise:

	1981	1980
Sale of power and heat		
Federal, territorial, municipal governments and agencies	\$24,288,000	\$21,127,000
Large industrial consumers	24,871,000	22,093,000
Purchase of fuel		
Federal, territorial governments and agencies	3,836,000	3,146,000
Accounts receivable, at March 31		
Federal, territorial, municipal governments and agencies	3,262,000	3,531,000
Large industrial consumers	2,651,000	1,661,000
Accounts payable, at March 31		
Federal and territorial governments	1,733,000	1,714,000

14. Income tax

As a Schedule C Crown corporation, the Commission is exempt from income tax.

Dépendance économique

La Commission effectue un nombre appréciable de transactions avec le Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon et avec des consommateurs et fournisseurs industriels importants. Ces transactions comprennent:

	1981	1980
Vente d'énergie et de chaleur		
Administrations et organismes fédéraux, territoriaux et municipaux	\$24,288,000	\$21,127,000
Consommateurs industriels importants	\$24,871,000	22,093,000
Achat de combustible		
Administrations et organismes fédéraux et territoriaux	3,836,000	3,146,000
Débiteurs au 31 mars		
Administrations et organismes fédéraux, territoriaux et municipaux	3,262,000	3,531,000
Consommateurs industriels importants	2,651,000	1,661,000
Créditeurs au 31 mars		
Administrations fédérales et territoriales	1,733,000	1,714,000

14. Impôt sur le revenu

En tant que société de la Couronne figurant à l'annexe C, la Commission est dispensée de l'impôt sur le revenu.

STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1981

(in thousands of dollars)

Income	
Sale of power	35,883
Sale of heat	5,252
Other	1,007
	<u>42,142</u>
Expense	
Operation and maintenance	26,550
Engineering and general administration	2,431
Depreciation	4,467
	<u>33,448</u>
Net income before interest expense	8,694
Interest expense	<u>8,493</u>
Net income (loss) for the year	<u>201</u>

ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1981

(en milliers de dollars)

Recettes			
Ventes d'électricité	213	13,483	49,579
Ventes d'énergie calorifique	—	20	5,272
Divers	5	51	1,063
	<u>218</u>	<u>13,554</u>	<u>55,914</u>
Dépenses			
Frais d'exploitation et d'entretien	157	6,205	32,912
Administration et services techniques	16	1,023	3,470
Amortissements	11	1,583	6,061
	<u>184</u>	<u>8,811</u>	<u>42,443</u>
Revenu net avant dépenses d'intérêts	34	4,743	13,471
Dépenses d'intérêts	2	<u>5,376</u>	<u>13,871</u>
Revenu net (perte nette) de l'année	<u>32</u>	<u>(633)</u>	<u>(400)</u>

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
ANNEE TERMINE LE 31 MARS, 1981

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
YEAR ENDED MARCH 31, 1981

OTHER - AUTRES

Y.T. - T.Y.

N.W.T. - T.N.O.

	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh
Wholesale	5,085	79.9	6.36	6,725	178.6	3.77	—	—	En gros
Industrial	8,371	147.9	5.66	5,029	127.2	3.95	—	—	Industriel
Residential	11,226	67.3	16.68	688	11.8	5.83	48	.4	Domestique
Commercial	10,887	65.6	16.59	1,019	11.0	9.26	162	.7	Commercial
Street Lighting	314	1.7	18.47	22	0.2	11.0	3	—	Eclairage des rues
TOTAL	35,883	362.4	9.90	13,483	328.8	4.10	213	1.1	TOTAL

OPERATING PLANT (\$000)

EXPLOITATION DES USINES

Capital Investment	122,790	81,078	257	Investissement capital
Investment per \$ revenue	3.42	6.01	1.21	Investissement par \$ revenu
Investment per kWh sold	.34	.25	.23	Investissement par kWh vendus
CONSUMERS — Retail	10,604	1,314	130	— Détail (domestique)
— Industrial	3	2	—	— Industriel
— Wholesale	1	1	—	— En gros

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA
No. of — Operations
— Employees
— Contract Operators

ELECTRIC POWER
Installed Capacity
(kW in thousands)
Hydro
Thermal

TOTAL

PERCENTAGE HYDRO
CAPACITY

NET PEAK LOAD
(kW in thousands)
Generation
(kWh in millions)
Hydro
Thermal

TOTAL

PERCENTAGE HYDRO
GENERATION

SALES
(kWh in millions)

PERCENTAGE SALES TO
GENERATION

FUEL CONSUMED
(litres 10⁶)

HEAT AND WATER
Heat Sales
(BTU's in billions)

Water Sales
(litres 10⁶)

RESUME STATISTIQUE

Année terminée le 31 mars

DONNEES GENERALES
Nombre — centrales
— employés
— employés à
forfait

ENERGIE ELECTRIQUE
Capacité de production
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique

TOTAL

POURCENTAGE DE
CAPACITE HYDRAULIQUE

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)
Production
(en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique

TOTAL

POURCENTAGE DE GE-
NERATION HYDRAULIQUE

VENTES
(en millions de kWh)

POURCENTAGE VENTES
DE GENERATION

COMBUSTIBLE CONSOMME
(litres 10⁶)

CHALEUR ET EAU
Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)

Ventes d'eau
(litres 10⁶)

	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972
56 304	56 303	56 304	56 310	56 359	56 368	56 342	52 342	50 311	48 314	35 315
26	26	25	26	25	22	22	22	21	19	4
102 142 244	102 142 244	102 142 244	102 134 236	102 132 234	89 123 212	57 109 166	57 93 150	57 78 135	57 72 129	57 72 129
42	42	42	43	44	42	34	34	38	42	44
142	131	135	131	126	122	112	103	95	83	83
556 212 768	585 175 760	568 179 747	590 145 735	487 165 652	529 157 686	439 181 620	420 149 569	406 104 510	405 78 483	405 78 483
72	77	76	80	75	77	71	74	80	84	84
692	685	672	633	586	610	562	512	467	430	430
90	90	90	86	90	89	91	90	92	89	89
80	70	67	60	64	61	73	59	62	41	41
408	365	422	415	394	425	465	428	471	463	463
673	682	705	850	1,214	1,173	1,127	1,059	1,041	1,027	1,027

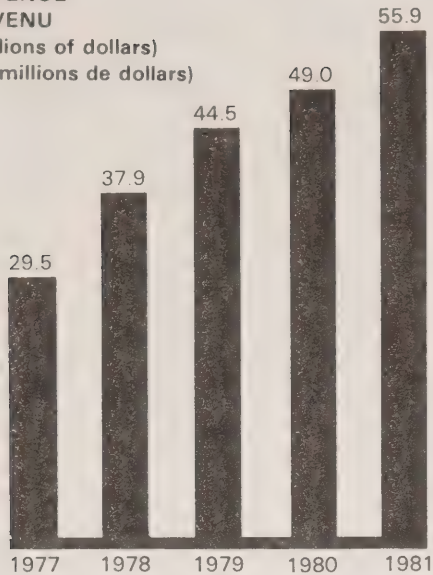
FIVE YEAR GRAPHIC SUMMARY SOMMAIRE GRAPHIQUE DE CINQ ANS

REVENUE

REVENU

(millions of dollars)

(en millions de dollars)

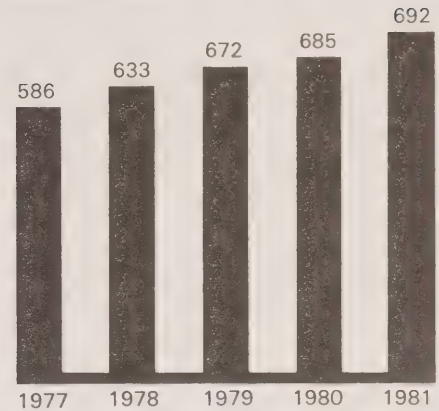


ELECTRIC SALES

VENTES D'ELECTRICITÉ

(kWh in millions)

(millions de kWh)

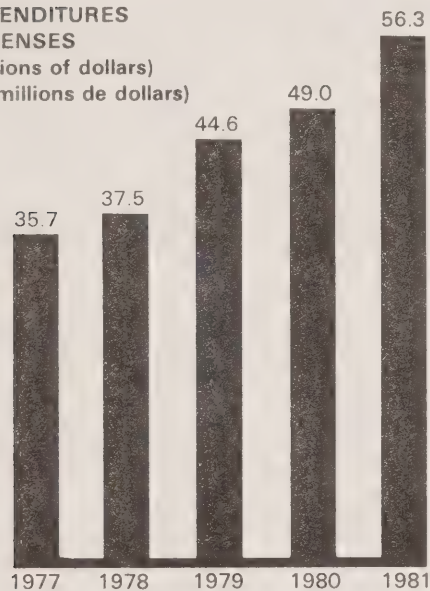


EXPENDITURES

DEPENSES

(millions of dollars)

(en millions de dollars)

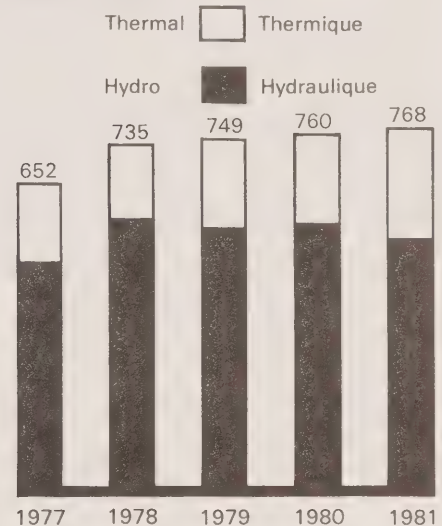


ELECTRIC GENERATION

PRODUCTION ELECTRIQUE

(kWh in millions)

(millions de kWh)

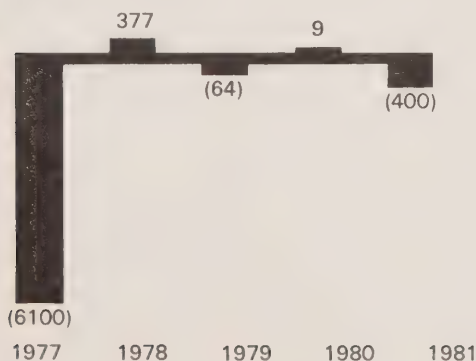


PROFIT (LOSS)

REVENU NET (PERTES)

(thousands of dollars)

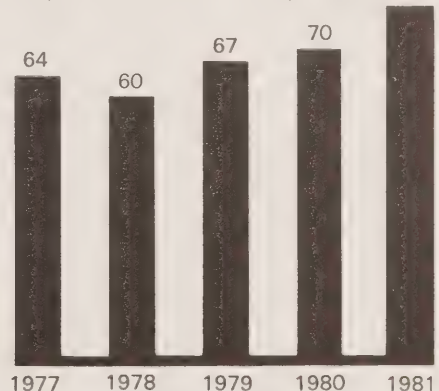
(en milliers de dollars)



FUEL CONSUMPTION FOR POWER & HEAT GENERATION CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE POUR LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE ET CALORIFIQUE

(millions of litres)

(en millions de litres)



SUMMARIZED FINANCIAL STATISTICS (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS	1981	1980	1979	1978	1977
REVENUE					
Electricity Sales	49,579	44,187	39,561	33,914	25,490
Heat Sales	5,272	4,046	3,945	3,234	3,113
Other	1,063	812	972	737	939
	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>	<u>37,885</u>	<u>29,542</u>
EXPENSES					
Operations & Maintenance	32,912	26,543	22,601	16,739	20,275
Engineering & General Administration	3,470	3,060	2,604	2,712	1,891
Depreciation	6,061	5,481	4,460	3,807	2,937
Interest — Net	13,871	13,952	14,877	14,250	10,594
	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>	<u>37,508</u>	<u>35,697</u>
NET INCOME (LOSS)	<u>(400)</u>	<u>9</u>	<u>(64)</u>	<u>377</u>	<u>(6,155)</u>
STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION					
SOURCE OF FUNDS					
Funds from Operations	5,678	5,546	5,303	6,171	(1,723)
Loans for Capital Expenditures	5,000	4,000	6,000	8,300	21,000
Other	68	13	663	2,824	3,957
Working Capital Loan	—	—	7,500	—	—
	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>	<u>17,295</u>	<u>23,234</u>
APPLICATION OF FUNDS					
Capital Expenditures	5,606	3,674	6,136	8,703	22,750
Reduction in Long Term Debt	6,163	5,541	5,346	4,457	7,060
Other	—	—	—	22	552
	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>	<u>13,182</u>	<u>30,362</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	<u>(1,023)</u>	<u>344</u>	<u>7,984</u>	<u>4,113</u>	<u>(7,128)</u>
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION					
ASSETS					
Property & Equipment at Cost	211,691	209,183	205,530	197,840	186,808
Accumulated Depreciation	(37,492)	(32,414)	(27,280)	(23,062)	(20,167)
Construction in Progress	3,568	1,538	1,933	5,115	12,056
Current and Other Assets	28,467	27,247	24,887	14,855	19,591
	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY					
Surplus (Deficit)	(4,608)	(4,208)	(4,217)	(4,153)	(4,530)
Long Term Debt	187,175	188,338	189,879	181,622	176,991
Current & Other	23,667	21,424	19,408	17,279	25,827
	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>

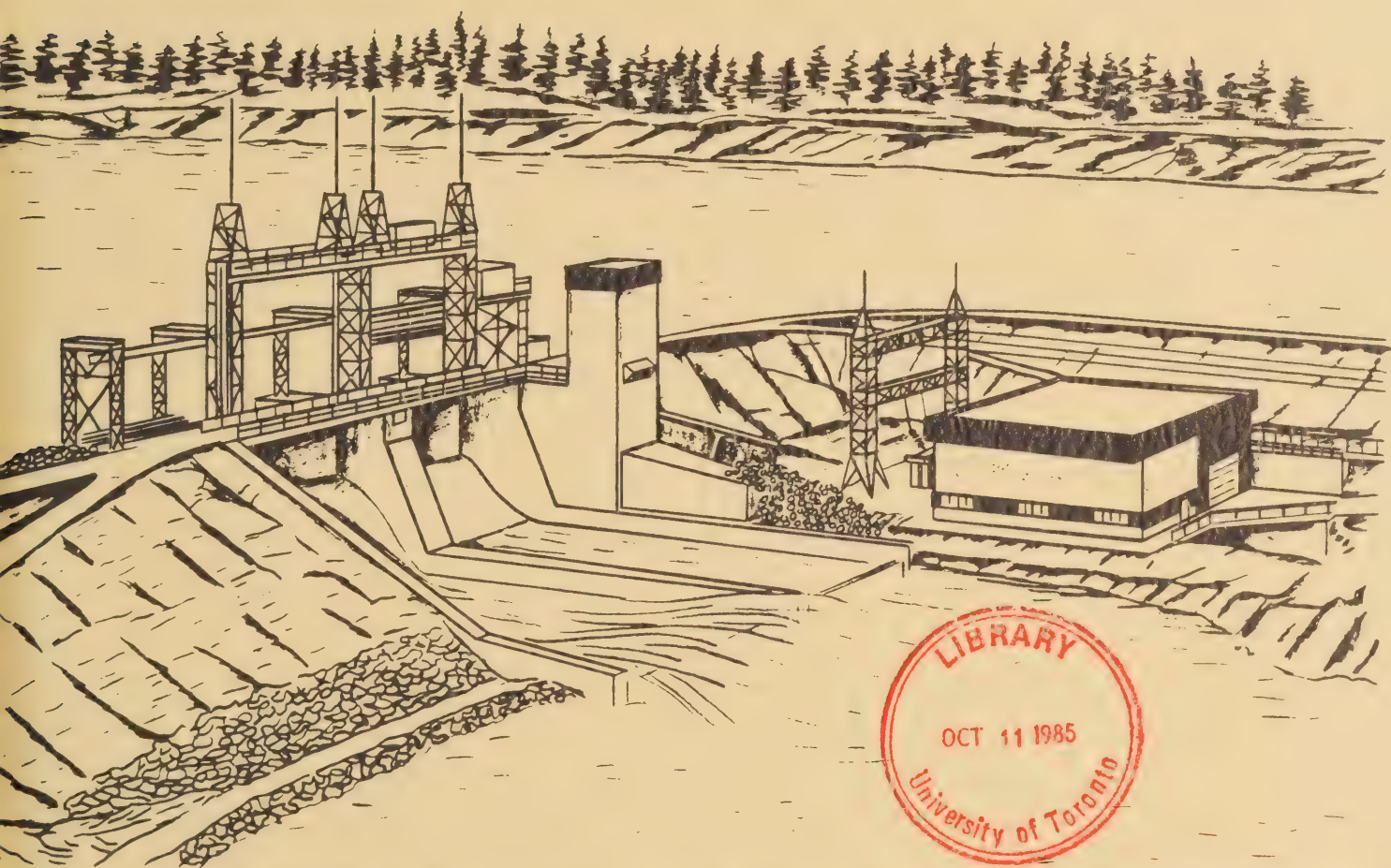
SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIERES (\$'000)

1976	1975	1974	1973	1972	RELEVÉ DES GAINS
					REVENU
18,814	15,505	13,023	11,420	9,014	Ventes d'électricité
2,470	2,246	1,645	1,582	1,585	Ventes d'énergie calorifique
1,062	1,166	685	996	1,724	Divers
<u>22,346</u>	<u>18,917</u>	<u>15,353</u>	<u>13,998</u>	<u>12,323</u>	
					DEPENSES
16,253	13,275	9,388	7,838	6,869	Exploitations et entretien
1,658	1,573	1,255	1,008	1,009	Administration technique et générale
2,201	1,657	1,356	1,645	1,323	Amortissement
5,800	3,599	3,000	2,638	2,741	Intérêt — Net
<u>25,912</u>	<u>20,104</u>	<u>14,999</u>	<u>13,129</u>	<u>11,942</u>	
<u>(3,566)</u>	<u>(1,187)</u>	<u>354</u>	<u>869</u>	<u>381</u>	REVENU NET (PERTES)
					RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
					SOURCE DES FONDs
177	685	1,817	2,515	1,712	Fonds provenant des exploitations
38,000	43,102	17,975	6,300	3,961	Emprunts pour dépenses capitales
5,976	2,893	810	1,028	225	Divers
—	—	—	—	—	Emprunts capitaux pour opérations
<u>44,153</u>	<u>46,680</u>	<u>20,602</u>	<u>9,843</u>	<u>5,898</u>	
					APPLICATIONS DES FONDs
37,094	48,351	21,844	6,833	5,493	Dépenses capitales
1,721	1,425	1,580	1,496	2,034	Réduction de la dette à long terme
649	292	225	1	97	Divers
<u>39,464</u>	<u>50,068</u>	<u>23,649</u>	<u>8,330</u>	<u>7,624</u>	
<u>4,689</u>	<u>(3,388)</u>	<u>(3,047)</u>	<u>1,513</u>	<u>(1,726)</u>	AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPÉRATION
					RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
					BIENS
140,505	78,829	71,285	66,904	62,417	Propriété et équipement au prix coûtant
(17,380)	(16,177)	(14,763)	(13,441)	(12,297)	Amortissement accumulé
36,888	62,763	22,241	4,897	3,871	Construction en cours
13,385	11,591	9,523	7,790	7,726	Biens courants et divers
<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	<u>66,150</u>	<u>61,717</u>	
					RESPONSABILITÉS ET SÉCURITÉS DU CANADA
1,625	4,942	6,128	5,737	5,021	Surplus (déficit)
162,199	119,713	75,187	58,112	52,732	Dette à long terme
9,574	12,351	6,971	2,301	3,964	Dette actuelle et divers
<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	<u>66,150</u>	<u>61,717</u>	

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

CAI
NØ
-A56

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN



34th ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
31 March, 1982



34e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1982

1781
10
✓ E 156

The front cover is the artist's
concept of the completed 20 MW
No. 4 Turbine unit expansion
currently under construction at
the Commission's Whitehorse Rapids
Plant, Whitehorse, Yukon Territory

La page couverture est la représentation
artistique de l'expansion de l'unité
20 MW Turbine No. 4 en construction
à Whitehorse Rapids, Whitehorse,
Territoire du Yukon.

34th ANNUAL REVIEW
For the Year Ended
March 31st, 1982

34e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1982

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Officers and Regional Offices	4
Foreword	5-9
Operations	9-17
Report of the Auditor General	18
Financial Statements	19-27
Statement of Operations by Rate Zone	28
Analysis of Electricity Sales	29
Operating Statistics	30
Map	31
Summarized Financial Statistics	32-33

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission
Régions desservies
Membres, officiers bureaux régionaux
Avant-propos
Exploitations
Rapport du vérificateur général
Etats financiers
Etat d'exploitation tarifaire
Analyse des ventes d'électricité
Résumé statistique
Carte
Sommaire des Statistiques Financières

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60^{ème} parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est à Inuvik, T.N.-O. que fonctionnent les systèmes d'égouts, de chauffage et d'eau. Aussi, la Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay. Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle sont exploités à divers emplacements.

Le siège social de la Commission se situe à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la Loi mandatant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED	REGIONS DESSERVIES
ELECTRICITY Generation, transmission and/or distribution of electricity at: NORTHWEST TERRITORIES: Mackenzie Region: Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife. Keewatin Region Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove. Baffin Region: Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.	ELECTRICITE Production, transport et/ou distribution d'énergie électrique: TERRITOIRES DU NORD-OUEST: Région du Mackenzie Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife. Région du Keewatin Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove. Région du Baffin Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.
YUKON TERRITORY: Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.	TERRITOIRE DU YUKON: Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.
BRITISH COLUMBIA: Field	COLOMBIE-BRITANNIQUE: Field
HEATING Generation of heat at: Northwest Territories Inuvik, Frobisher Bay Provision of Residual heat at: Northwest Territories: Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet Yukon Territory: Dawson	CHAUFFAGE Production calorifique: Territoires du Nord-Ouest Inuvik, Frobisher Bay Réserve de Chaleur résiduelle: Territoires du Nord-Ouest: Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet Territoire du Yukon: Dawson
WATER AND SEWERAGE Northwest Territories: Inuvik	EAU ET EGOUT Territoires du Nord-Ouest: Inuvik
CONTRACT WORK AND OTHER The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.	TRAVAUX A FORFAIT La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith — Chairman
Ivan J. Cable — Member
Donald M. Stewart — Member
Paul M. Tellier — Member
Hilda P. Watson — Member

OFFICERS:

James Smith — Chief Executive
Officer
Joseph Long — General Manager
Bruce G. Christie — Assistant General
Manager, Corporate
and Public Affairs
John D. Allan — Assistant General
Manager,
Operations and
Engineering
Roger A. Phillips — Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Harold Kaldor — Regional Operations
Administrator
Yukon Territory
P.O. Box 4278
Whitehorse, Y.T.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Philip E. Johnson — Regional Operations
Administrator
Northwest
Territories
P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2P4
(403) 873-4051

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 51ème avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith — président
Ivan J. Cable — membre
Donald M. Stewart — membre
Paul M. Tellier — membre
Hilda P. Watson — membre

OFFICIERS:

James Smith — principal exécutif
officier
Joseph Long — directeur général
Bruce G. Christie — directeur général-
adjoint, affaires
sociales et publiques
John D. Allan — directeur général-
adjoint, exploitation
et ingénierie
Roger A. Phillips — contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Harold Kaldor — administrateur
exploitation régionale
Territoire du Yukon
C.P. 4278
Whitehorse, T.Y.
Y1A 1H8
(403) 667-4814
Philip E. Johnson — Administrateur
exploitation régionale
Territoires du Nord-
Ouest
C.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O.
X1A 2P4
(403) 873-4051

FOREWORD

The Commission in 1981/82 experienced reduced water levels in the Aishihik hydro system in the Yukon Territory, and in the Snare system in the Northwest Territories. This necessitated the implementation of surcharges to hydro consumers at Whitehorse and Yellowknife. The inclusion of these surcharges in the Commission's rates was approved by the Public Utility Boards of both Territories.

At year end, Aishihik Lake at 912.7 metres was 2.5 metres below full storage. The Snare system reservoir at 218.3 metres was 3.7 metres below full supply level. If these conditions persist, they will continue to affect adversely the rate structures in the coming year.

Water levels in the hydro systems located at Pine Point, N.W.T., Mayo, Y.T. and Whitehorse, Y.T., were sufficient to provide full generating capacity during the year.

Diesel fuel costs, and the amount of fuel consumed for generating purposes, increased significantly in 1981/82. Fuel prices are expected to continue to escalate, following the schedules established by the National Energy Program. Under these conditions, the cost of energy provided by thermal generation in the north will continue to increase, unless some form of relief is forthcoming.

Inflation and high interest rates continue to affect inventory replacement costs and to increase operating costs. Suppliers are maintaining inventories at minimal levels, and the manufacture of replacement parts is carried out on a limited production basis. These conditions exacerbate the usual problems of distance and isolation that the Commission already copes with in its northern operations.

Escalating energy costs have increased the interest in alternate energy sources. The possibilities being investigated include wind, solar power, refuse and wood burning, hydrogen, methane and others. A number of demonstration projects have been funded by government grants or by private enterprise, but these have been on a small scale. No alternate source has as yet been proven economically competitive to conventional power sources on a large scale basis.

Although not directly involved in the funding of any of these programs, the Commission is keeping abreast of ongoing developments in this field. Information and other assistance is provided on request to government agencies or other research bodies participating in these projects.

Corporate activities during the year involved the completion of the pre-planning and tendering stage of the Whitehorse No. 4 Unit project, and the beginning of construction.

AVANT-PROPOS

La Commission a rencontré en 1981-82 des niveaux d'eau réduits pour les systèmes hydrauliques Aishihik dans le territoire du Yukon (T.Y.) et Snare dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.). Cette constatation nécessita des augmentations aux consommateurs à Whitehorse et Yellowknife. Ces augmentations ont d'ailleurs été approuvées par les Régies des services publics des deux territoires.

A la fin de l'année, le niveau du Aishihik Lake atteignait 912.7 mètres, soit 2.5 mètres en dessous du plein niveau. Le réservoir du système Snare atteignait 218.3 mètres, soit 3.7 mètres en dessous du plein niveau. A moins que les conditions de niveau ne s'améliorent, les ajustements de taux seront nécessaires l'année prochaine.

A Pine Point, T.N.-O., Mayo et Whitehorse, T.Y., les niveaux d'eau ont permis un rendement à pleine capacité durant l'année écoulée.

Les coûts du carburant Diesel, et les quantités de carburant pour fins de production, ont augmenté sensiblement en 1981-82. On s'attend à des hausses continues quant aux combustibles d'après les échéanciers du Programme Énergétique Fédéral. A moins d'allègement quelconque, on prévoit donc que les coûts de l'énergie provenant des centrales thermiques vont continuer de s'accroître.

L'inflation et les taux élevés d'intérêts continuent d'affecter les renouvellements d'inventaire ainsi que les coûts d'opération. Les fournisseurs conservent leurs inventaires au minimum, et les usines de pièces de rechange limitent leur production. Ces conditions aggravent les problèmes réguliers de distance et d'isolation que rencontre la Commission au cours de ses opérations dans ces territoires.

Les coûts croissants de l'énergie ont accru l'intérêt pour les sources alternatives. Parmi les possibilités envisagées, on cite le vent, l'énergie solaire, les déchets et le bois, l'hydrogène, le méthane et d'autres. On a entrepris certains projets subventionnés par le gouvernement et l'industrie privée; ces projets sont minimes. On n'a pas encore découvert de sources énergétiques dont la production d'envergure soit économiquement viable.

Bien que la Commission ne soit pas directement impliquée dans l'application de fonds pour ces programmes elle se maintient au courant des développements sur la question. Les agences gouvernementales et les autres institutions de recherche reçoivent les informations et autres contributions de la part de la Commission.

Cette année a vu l'achèvement des étapes préliminaires de la préplanification et des demandes de soumissions en vue du projet Whitehorse No 4. On assistait aussi au début de la construction.

Investigation continued in the Yukon Territory of three medium sized hydro sites, and environmental studies were initiated at five hydro sites. This work will be completed this year. System studies on a smaller scale were also carried out in the Snare/Yellowknife area of the Northwest Territories.

Capital projects were completed at several locations on the Commission's system to maintain ongoing service levels. Operator and manpower training programs were conducted, as well as off-site training technical personnel at Chilliwack, B.C. The Commission's apprentice program was continued during the year.

The Commission reports gross revenues for the year of \$73.3 M, total operating expenses of \$72.9M, resulting in consolidated net income of \$425,000. Net income in the Northwest Territories rate zone totalled \$516,000. Net income at Field, B.C. amounted to \$29,000, whereas a \$120,000 loss was incurred on operations in the Yukon Territory. Lower than expected water conditions and higher travel and supply expenditures resulted in a reduction of net income in the Northwest Territories. Increased maintenance and fuel expenditures resulted in an operating deficit in the Yukon Territory rate zone.

Sales growth amounted to 55,314,000 kWh, resulting in an 8% system-wide increase. An increase of 18,915,000 kWh or 5% occurred in the Northwest Territories rate zone, with comparable figures in the Yukon Territory rate zone being 36,421,000 kWh or 11%. A reduction of 22,000 kWh or -2% was experienced at Field, B.C.

System peak for the year totalled 150,861 kW, reflecting an increase of 9,358 kW, or 7%. Peak growth in the Yukon Territory rate zone amounted to 8,460 kW, which is a 13% increase over the previous year. In the Northwest Territories rate zone, system peak totalled 76,169 kW, a 1% increase. At Field, B.C., the operation experienced a 15 kW increase to a peak of 245 kW.

Over the past five years, the load growth in the Yukon Territory rate zone has averaged 3.6%, and in the Northwest Territories the average has been 1.7%. These figures indicate the slow growth conditions in the north. If these conditions persist, it appears unlikely that the rate base will expand on a scale sufficient to cushion cost increases, a situation not likely to change in the foreseeable future.

The Commission is in no better position than any of the other utilities in North America that are experiencing increasingly high costs of generation. This situation is recognized by consumer groups which have expressed concern to regulatory bodies regarding the increasing burden of energy prices.

On a continué les enquêtes au T.Y. en rapport avec trois sites hydrauliques de rendement moyen et des études sur l'environnement ont débuté en cinq autres endroits; on s'attend à terminer ces travaux cette année. On a aussi entrepris des études semblables sur moindre échelle dans la région de Snare/Yellowknife. Des projets d'envergure furent complétés en plusieurs endroits, opérés par la Commission en vue d'assurer les services. On a organisé des cours pour techniciens d'opérations et de main d'oeuvre, ainsi que des programmes d'instruction à Chilliwack, C.B. pour les membres du personnel technique. On a maintenu également les programmes d'apprentissage.

Les revenus bruts de la Commission pour l'année se chiffrent à \$73.3 M, les dépenses d'opération à \$72.9 M, il s'ensuit un revenu net consolidé de \$425,000. Les revenus nets pour les T.N.-O. totalisent \$516,000. Les revenus nets de Field, C.B., se chiffrent à \$29,000 tandis qu'on enregistre une perte de \$120,000 pour les opérations au T.Y. Les conditions des niveaux d'eau et les dépenses accrues pour voyages et approvisionnements expliquent les réductions de revenus pour les T.N.-O. Les dépenses progressives d'entretien et de carburant ont apporté un déficit d'opération pour la zone tarifaire du T.Y.

Les ventes totales ont enregistré 55,314,000 kWh, soit une augmentation de 8%. On note une hausse de 18,915,000 kWh (5%) pour la zone tarifaire des T.N.-O. ainsi qu'une augmentation pour le T.Y. de 36,421,000 kWh, ou 11%. On a réduit la production à Field, C.B., de 22,000 kWh (-2%).

Le système maximal pour l'année a été de 150,861 kW, une augmentation de 9,358 kW, ou 7%. La production maximale pour la zone tarifaire du T.Y. se chiffre à 8,460 kW, soit une augmentation de 13% sur l'année précédente. Sur le plan des T.N.-O., le système maximal enregistrait 76,169 kW ou 1% d'augmentation. A Field, C.B., on a opéré avec un accroissement de 15 kW pour un maximum de 245 kW.

Au cours des cinq dernières années on a enregistré une moyenne d'accroissement pour la zone tarifaire du T.Y. de 3.6% et pour ce qui est des T.N.-O., la moyenne fut de 1.7%. Ces évaluations reflètent les conditions lentes de croissance dans les régions nordiques. Si ces conditions se maintiennent, on prévoit que l'augmentation régulière de la base tarifaire ne suffira pas pour rencontrer les coûts accrus; on ne prévoit pas que la situation changera bientôt.

La Commission se maintient dans une position pas plus enviable que les autres services publics qui rencontrent des coûts accrus de production. On reconnaît cette condition aux plaintes des citoyens qui en appellent aux institutions modératrices des prix à la consommation.

In an attempt to cut down on the use of electrical energy, the government has put in place conservation programs and other incentives. These programs, which are dependent upon the initiative of the individual consumer, are meeting with some success.

The Commission will continue to the best of its ability to service its northern consumers at the lowest possible cost. It must be recognized however, that its ability to do so is often restricted by the difficult environment in which it operates, and by events over which it has no control.

JOE LONG RETIRES

The announcement of the retirement of Joe Long as General Manager after 32 years of service to the Commission was received with great regret by his colleagues and by others in the utility business.

Joe was born at Blackie, Alberta, in 1924. He received his early education in Alberta, but before graduating from high school he joined the Royal Canadian Air Force as a radio technician. After 2½ years service in Canada and England, Joe returned to Alberta to complete his education. He graduated from the University of Alberta in electrical engineering in 1950.

Following graduation, Joe started his employment with the Commission at the Snare Rapid hydro plant as a junior operator. He then moved to Mayo to work as a construction engineer in 1951 and 1952 during the building of the Mayo River hydro plant.

From 1953, for the next twenty years, Joe worked out of Ottawa in various capacities as Junior Electrical Engineer to Chief Engineer and Assistant General Manager, Technical Services. During this period the Commission grew from three to forty-eight operations and the installed capacity increased from about 10 MW to 135 MW.

In 1973 Joe moved to Edmonton when the head office was relocated and he held various Assistant General Manager positions before being appointed General Manager in 1978, the position he held until his retirement was announced.

Joe has been active in the Rotary Club of Edmonton Strathcona and in the Edmonton Shrine Club. For the past three years he has served on the Board of Directors of the Canadian Electrical Association. He is also a member of the Board of Directors of a weaving enterprise on the Kehewin Indian Reserve.

En vue de réduire la consommation de l'énergie électrique, le gouvernement a établi des programmes de conservation. Soumis à l'utilisation qu'en fait le consommateur, ces programmes rencontrent certains succès.

La Commission continuera au meilleur de ses capacités d'offrir des services au taux le plus minime possible. Il faut souligner cependant qu'elle fait face à des difficultés d'environnement et à des cas souvent hors de son contrôle.

JOE LONG A SA RETRAITE

On a appris avec regret la retraite de Joe Long comme directeur général après 32 années de service au compte de la Commission.

Joe naquit à Blackie, Alberta, en 1924. Avant de terminer son école secondaire il s'enrôla dans l'aviation canadienne comme technicien de la radio. Après deux ans et demi de service au Canada et en Grande Bretagne, il revint en Alberta afin d'y poursuivre ses études. Il obtint ses diplômes d'ingénieur en électricité de l'Université de l'Alberta en 1950.

Il débuta à l'emploi de la Commission à Snare Rapids en tant qu'apprenti. Il prit ensuite la route de Mayo afin d'y devenir ingénieur en construction durant les années 1951-52 durant l'établissement du plan hydraulique de la rivière Mayo.

Durant les vingt années qui suivirent 1953, il vécut à Ottawa et remplit diverses fonctions, soit comme ingénieur en électricité, soit comme chef ingénieur et directeur général-adjoint des services technologiques. Durant cette période la Commission augmenta ses opérations de 3 à 48 installations et la capacité génératrice de 10 MW à 135 MW.

En 1973, Joe se rendit à Edmonton où le siège social venait de s'établir, et il remplit la fonction de directeur général-adjoint puis celle de directeur général en 1978 jusqu'à l'annonce récente de sa retraite.

Joe a été un membre actif du club Rotary (Strathcona) et du club des Shriners (Edmonton). Il fournit ses services comme membre au Conseil d'Administration de l'association canadienne des électriciens. Il est aussi membre du Conseil d'Administration d'une entreprise de tissage à la réserve indienne de Kehewin.

The best wishes of all his friends and co-workers, as well as those of the Commission's Board Members, go with Joe. He will be very much missed, not only personally, but also because of the wealth of his knowledge of all aspects of power generation and distribution in the North that he acquired during his years of service with the Commission.

JACK BEAVER BECOMES NEW GENERAL MANAGER

Joe will be replaced as General Manager by Jack W. Beaver on April 1, 1982. Jack was born near Cobourg, Ontario and is a graduate in electrical engineering of Queen's University. He is well known in utility circles, having spent 23 years with Ontario Hydro, followed by five years with the Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited as President and Chief Executive Officer, and two years as a Vice-President of Atomic Energy of Canada.

During his service with the Ontario Hydro Commission, Jack was a line superintendent, and later was in charge of the Commission's North-East Region. He also became actively involved in their nuclear power program, and was Operations Manager of Ontario Hydro's first nuclear station. While with Atomic Energy of Canada, Jack was in South Korea directing the construction of a Candu reactor.

Jack brings a wide range of experience in the utility field to his new position, which will greatly assist the Commission in carrying out its mandate during the difficult times ahead.

EMPLOYEE RELATIONS

The reliability of service is the direct result of the endeavours and dedication of the Commission's employees. Essential services are maintained in very difficult circumstances, including sub-arctic temperatures and isolated conditions. The Commission appreciates this commitment by its employees over the years, and their determination to maintain a high level of service. With this resolve on the part of its staff, the Commission looks forward in confidence to providing reliable service to its northern customers.

Tous ses amis et compagnons d'ouvrage ainsi que les membres du Conseil d'Administration de la Commission offrent leurs meilleurs vœux à Joe. On le manquera beaucoup, non seulement à cause de sa personnalité attachante, mais surtout à cause de sa grande connaissance en matière de production et de distribution énergétiques pour le Nord, qualités acquises au cours de ses années de service à la Commission.

NOUVEAU DIRECTEUR GENERAL: JACK BEAVER

Jack W. Beaver remplace Joe à compter du 1er avril 1982. Jack est né près de Cobourg, Ontario, et obtint son degré universitaire en génie électrique à Queen's. On le connaît bien dans les services publics, alors qu'il fut à l'emploi de Ontario Hydro pendant 23 années, et ensuite durant cinq ans à la Corporation des Chutes Churchill (Labrador) à titre de Président et Chef de l'exécutif. Enfin durant deux années il fut vice-président de l'Energie Atomique du Canada.

Au cours de ses années à l'Ontario Hydro, Jack fut surintendant et plus tard devint responsable de la région du Nord Est.

Il s'impliqua aussi activement au programme d'énergie nucléaire et devint en charge des opérations à la première station nucléaire de l'Ontario. Alors qu'il était à l'emploi de l'Energie Atomique du Canada, Jack dirigea la construction du réacteur Candu en Corée du Sud.

Jack apporte donc tout un bagage d'expériences à sa nouvelle fonction, ce qui aidera beaucoup la Commission dans les temps difficiles prévus.

RELATIONS AVEC LES EMPLOYES

La sécurité du fonctionnement est directement liée aux efforts et aux travaux des employés de la Commission.

On garantit les services essentiels en dépit des circonstances difficiles d'isolement et de climat extrêmement froid. La Commission reconnaît et apprécie ces engagements chez les employés au cours des ans, ainsi que leur détermination à offrir un haut degré de qualité de service.

De concert avec ces qualités chez les employés, la Commission entrevoit en toute confiance de continuer sûrement les services aux consommateurs du Nord.

CONSUMERS

During the year, the Commission attended numerous meetings with consumer groups and appeared before public utility boards in both Territories. Commission representatives continued full liaison, communication and discussion, related to ongoing utility requirements, energy needs, conservation measures and practices, with officials of the Federal Government and the two Territorial governments.

GENERATION

During the year increases in capacity were undertaken at a number of locations in both the Northwest Territories and the Yukon Territory rate zones.

In the Northwest Territories, a reconditioned D399 720 kW generating set, was moved from Fort Simpson to serve as additional standby capacity for the communities of Fort Rae and Edzo. The substation was expanded to carry the additional capacity. Powerhouse ventilation was improved, and the radiators for the generating units were relocated outside the building.

A 2500 kW MLW generating set is being installed at Fort Smith, to replace the existing 1500 kW gas turbine. The original pad is being enlarged to accommodate the new unit, including the radiators. Completion of the installation is scheduled for the early summer of 1983.

At Aklavik, the generator capacity was doubled with the installation of a 600 kW generating unit in place of a 300 kW unit. The new unit was equipped with outside radiators, and the powerhouse floor was strengthened to carry the additional weight.

At Clyde River, a 500 kW modular unit was constructed and installed, together with 600 V switchgear, and a 150 kW unit, no longer serviceable, was removed, resulting in a generating capacity increase of 350 kW. At Rankin Inlet, capacity was increased by 600 kW with the installation of a generating set complete with outside radiators and 4160 V switchgear. Generating capacity was increased by 450 kW at Pangnirtung by the installation of a 600 kW set and the removal of an existing 150 kW unit. This unit will be refurbished for use elsewhere in the system. A 150 kW unit was installed and a 40 kW unit removed from service at Lac La Martre. The new unit is modified to provide waste heat recovery from both jacket water and the exhaust system. The recovered heat will be supplied to a

CONSOMMATEURS

Au cours de l'année, la Commission a assisté à plusieurs rencontres avec les représentants de groupes de consommateurs et aussi s'est présentée devant les Régies des Services Publics dans les deux territoires concernés. Les représentants de la Commission ont continué d'assurer les liens étroits avec les agents des gouvernements, fédéral et territoriaux, en ce qui concerne les exigences énergétiques et les mesures de conservation.

PRODUCTION

Au cours de l'année, on a entrepris d'augmenter la capacité de production en plusieurs endroits dans les deux territoires.

Dans les T.N.-O. un générateur reconditionné D399-720 kW fut transporté de Fort Simpson pour servir de station de soutien pour les communautés de Fort Rae et Edzo. Ceci exigea une amélioration de la centrale. On a alors réaménagé la ventilation de la centrale électrique et on installa les radiateurs des unités génératrices à l'extérieur de la station.

On installa un générateur de 2500 kW MLW à Fort Smith, pour remplacer la turbine à essence de 1500 kW. On agrandit les fondations actuelles en vue d'y installer la nouvelle machine ainsi que les radiateurs. On prévoit avoir terminé le tout en début d'été 1983.

A Aklavik, on a doublé la capacité génératrice avec l'installation d'une unité de 600 kW remplaçant une de 300 kW. On a installé des radiateurs extérieurs et fortifié les fondations pour que celles-ci puissent soutenir le poids supplémentaire.

A Clyde River, on a construit et installé une unité de module de 500 kW, ainsi qu'une unité de transmission d'engrenage de 600 V tandis qu'on liquidait une unité désuète de 150 kW ce qui accroissait la capacité de 350 kW. A Rankin Inlet, on a augmenté la capacité de 600 kW avec l'installation d'une unité génératrice complète avec des radiateurs extérieurs et une unité de transmission d'engrenage de 4160 V. La capacité de production a été accrue de 450 kW à Pangnirtung par l'installation d'une unité de 600 kW et le démontage d'une autre de 150 kW. Cette dernière sera assemblée pour servir ailleurs dans le système. On a remplacé un engin de 40 kW par un de 150 kW à Lac La Martre. On a modifié ce dernier pour récupérer la chaleur utilisée dans les systèmes d'eau et d'échappement. Cette chaleur récupérée servira à chauffer une nouvelle école

school presently under construction by the Government of Northwest Territories. At Rae Lake, a 40 kW generating unit was upgraded to 75 kW. Due to the close proximity of the generating facilities to the school and the settlement, hospital type silencers were installed on all powerhouse units. At Pelly Bay, a 300 kW unit was installed to replace the removal of a 75 kW unit. The new unit was provided with exterior radiators and connected by a common cooling system to the existing facilities. A new heat exchanger system was included to provide heating to a building complex being erected by the Government of the N.W.T.

In the Yukon, a 500 kW generating unit was reconditioned and installed in the Dawson City powerhouse. The new unit was fitted with outside radiators and connected to the waste heat recovery system. An older Blackstone 250 kW generating set was removed from service and replaced with a reconditioned 300 kW unit. The system was provided with 4160 V switchgear with the older type switchgear removed from service.

PLANT IMPROVEMENTS

Work continued on the updating of plant facilities as the result of needs identified by operational audits. At Whitehorse, Y.T. ventilation was improved in the area of the generating units to provide fresh tempered combustion air. Radiator fan motors were upgraded to 2-speed and a modulating system installed. At Faro, modifications were made to the heating and ventilation system, as well as automation of the after coolers servicing the 5150 kW generating set.

In the N.W.T., ventilation was improved in the main powerhouse at Frobisher Bay by installation of additional fans and plenums. New switchgear was provided for the operating units at Fort Good Hope. At Tuktoyaktuk, closers were installed in the substation, complete with remote control systems which can be activated from the powerhouse. At Fort Norman, a new underground fuel filling line was constructed from the beach to the tank farm. At Clyde River, the powerhouse was repaired to prevent ingress of snow and a pressurized ventilation system was installed. Outside radiators were installed on the existing 300 kW units and switchgear relocated to accommodate the new floor plan. At Arctic Red River, a standard heating and ventilation system was installed, while at Pond Inlet, a synchronizing

présentement en construction sous les auspices du gouvernement des T.N.-O. A Rae Lake, on a réaménagé une génératrice pour l'élever de 40 kW à 75 kW. A cause de la proximité des institutions scolaires et de la communauté qui y habite on a installé des silencieux d'hôpitaux sur tous les engins.

A Pelly Bay on a remplacé une unité de 75 kW par une autre de 300 kW. On a équipé la nouvelle unité de radiateurs extérieurs et de conduits réfrigérants pour les installations établies. Un engin récupérant la chaleur fut inclus afin de fournir le chauffage aux constructions entreprises par le gouvernement des T.N.-O.

Dans le Yukon, un générateur reconditionné de 500 kW fut installé dans la centrale électrique de Dawson City. On y a également construit des radiateurs extérieurs et un système de recouvrement de chaleur. Un ancien générateur Blackstone 250 kW fut remplacé par une unité réaménagée de 300 kW. On a équipé le système d'une unité de transmission d'engrenage de 4160 V remplaçant l'ancien modèle.

L'AMELIORATION AUX INSTALLATIONS

Les travaux se sont poursuivis en ce qui concerne l'amélioration aux installations existantes; des vérifications avaient identifié certains besoins. A Whitehorse, T.Y., la ventilation pour les endroits où se situent les générateurs fut améliorée afin de fournir de l'air pur pour la combustion. De nouveaux moteurs d'éventails pour radiateurs furent installés ainsi qu'un système de modulation. A Faro, on modifia le système de chauffage et de ventilation, et on automatisa les réfrigérants de service du générateur 5150 kW.

Dans les T.N.-O., à Frobisher Bay, le système de ventilation des installations fut amélioré en y installant des éventails supplémentaires. Un nouveau système de transmission d'engrenage fut installé pour les unités à Fort Good Hope. A la station de Tuktoyaktuk, on installa des amortisseurs avec réglage à distance actionnés de la centrale électrique principale. A Fort Norman, on fabriqua une ligne souterraine de carburant allant de la grève au réservoir. A Clyde River, on répara la centrale électrique pour prévenir la pénétration de la neige et on y installa un système de ventilation sous pression. On y ajouta des radiateurs extérieurs pour les unités de 300 kW et on déménagea l'unité de transmission d'engrenage selon le nouvel arrangement. A Arctic Red River on a standardisé les systèmes de chauffage et de ventilation, tandis qu'à Pond Inlet, on compléta un système synchronisé entre

system was completed between the older powerhouse and the new plant. The floor of the new powerhouse was supported by steel piling to maintain floor levels. Two feeder breakers were installed at Holman Island and modifications to switchgear and cables completed. A standard heating and ventilation system was installed at Jean Marie River. Safety fencing was constructed to secure plant property at Fort Franklin, Fort Norman, Wrigley, Lac La Martre and Rae Lake.

DISTRIBUTION SYSTEMS

Distribution systems were extended by approximately 23 km. The new extensions provided electrical service to housing developments, new schools, business establishments, airports, navigational aids and communication systems. Street lighting facilities were improved and extended at many locations.

In the N.W.T., distribution extensions were completed at Frobisher Bay, Pelly Bay, Tuktoyaktuk, Holman Island, Coral Harbour, Cambridge Bay, Gjoa Haven, Lac La Martre, Cape Dorset, Rankin Inlet, Fort Norman and Fort Good Hope. Line extensions in the Yukon took place at Dawson, Faro and Champagne.

Scheduled line maintenance programs were carried out throughout both Territories, including approximately 60 hectares of line brushing on the Whitehorse/Anvil transmission system. On a contractual basis, the Commission carries out line extension work which is not recoverable in the rates. In 1981/82, approximately \$535,000 was recovered from various agencies for line extensions on this basis. Work carried out covered service to airports, navigational aids, nursing stations and relocation of distribution facilities to accommodate new land surveys.

TRANSMISSION

A powerline carrier was completed on the Anvil line between the Takhini and Faro substations. This completed the supervisory system from the control centre at Whitehorse. The extended supervisory link enables the system operator at Whitehorse to control the status of the reactor at the Faro end. The system design provides for the future remote control of the Faro generating sets. A second transformer was installed to accommodate the additional generating facilities constructed by Cyprus Anvil Limited and to service increased mining loads.

l'ancienne et la nouvelle centrale électrique. Le plancher de la nouvelle centrale électrique fut aménagé pour supporter les niveaux réguliers. On installa un nouveau système de fusibles à Holman Island et on y modifia les systèmes de câbles et de transmission. A Jean Marie River, on standardisa le système de chauffage et de ventilation. Enfin on sécurisa au moyen de clôtures les terrains à Fort Franklin, Fort Norman, Wrigley, Lac La Martre et Rae Lake.

LES SYSTEMES DE DISTRIBUTION

On prolongea le système général de distribution de 23 km. Ceci a permis de satisfaire aux besoins électriques de nouvelles résidences et écoles, établissements d'affaires, aéroports, systèmes de navigation et de communications. En plusieurs endroits on a amélioré et prolongé le système d'illumination des routes.

Dans les T.N.-O. on compléta les prolongements de distribution à Frobisher Bay, Pelly Bay, Tuktoyaktuk, Holman Island, Coral Harbour, Cambridge Bay, Gjoa Haven, Lac La Martre, Cape Dorset, Rankin Inlet, Fort Norman et Fort Good Hope. Au Yukon, on effectuait des prolongements de lignes à Dawson, Faro et Champagne.

On a entretenu les lignes ouvertes dans les deux territoires, y compris le nettoyage forestier de la ligne de transmission Whitehorse/Anvil, couvrant approximativement 60 hectares. Sur base contractuelle, la Commission continue les prolongements à des coûts non-recouvrables par le truchement des tarifs. En 1981-82, on a recouvré environ \$535,000 de plusieurs agences en vue de prolongements de lignes. On inclut dans ce genre de travail les services aux aéroports, les systèmes d'aide à la navigation, les stations sanitaires et ré-aménagement des installations de distribution pour accommoder l'arpentage.

TRANSMISSION

Un ravitailleur de lignes fut complété sur la section Anvil entre les stations Takhini et Faro, ce qui complète le système de supervision en provenance du centre de contrôle à Whitehorse. Ce nouveau développement permet au contrôleur à Whitehorse de vérifier le fonctionnement du réacteur à Faro. Ce système s'avérera très effectif en vue des développements futurs des unités génératrices à Faro. Un second transformateur fut installé pour accommoder les installations additionnelles construites par Cyprus Anvil Limited et aussi pour entretenir les chargements miniers accrus.

At the Taltson hydro plant, N.W.T., improvements and upgrading commenced to the relaying and control networks for the Osseberger turbine units. At Yellowknife, projects were initiated to add line compensators to the transmission system and to revamp the relaying and control system.

WATER MANAGEMENT

Two of three hydro generating stations in the Yukon Territory, Mayo and Aishihik, experienced below average runoffs. At Mayo, although runoff was low, the summer recharge of Mayo Lake was sufficient to permit full generation throughout the winter months. Aishihik runoffs amounted to 75% of the last six years' mean. Generation for the year reached 89% of the plant's lifetime average annual output. However, this level of generation utilized four inches of water storage carried over from the previous year.

With virtually all licensed carry over storage at Aishihik Lake completely utilized, plant production over the next several years will be dependent exclusively upon the amount of natural runoff which occurs. The Yukon River experienced above average runoffs and full generating capacity was available at the Whitehorse Rapids hydro station.

The Taltson River, N.W.T., received better than average runoffs, permitting year round maximum hydro plant generation capability. For the first time in several years, local inflows up to March 31, 1982, on the Taltson River, did not require to be supplemented by releasing upstream water through the control gates at Nonacho Lake.

Snare River runoffs achieved only 51% of the long term mean. This necessitated thermal generation of 36,000,000 kWh above normal expected levels. This year, snow course readings have been taken six weeks earlier than has been standard practice. It is felt that an earlier prediction of next year's runoffs would reduce the risk of excessive reservoir draw down during the winter. To conserve additional water, and to achieve highest possible water use efficiency, partial day shutdowns at each of the three Snare hydro stations were carried out during the year, through agreement with the Northwest Territories Water Board.

HYDRO INVESTIGATIONS

The investigation of potential hydro sources continued during the year with the main emphasis

Aux installations hydrauliques de Taltson, T.N.-O., on a commencé des améliorations aux systèmes de relais et de contrôles pour les unités de turbines genre Osseberger. A Yellowknife on a ajouté des compensateurs de lignes au système de transmission et on a réaménagé le système de relais et de contrôle.

ADMINISTRATION DES EAUX

On avait enregistré des baisses de niveau dans deux des trois centrales hydroélectriques des T.Y. soit à Mayo et à Aishihik. Quoique ce niveau ait baissé davantage à Mayo, la remontée estivale à Mayo Lake a quand même permis la pleine production durant les mois d'hiver. Les niveaux d'Aishihik représentaient 75% de la moyenne des six dernières années. La production de l'année a atteint 89% de la moyenne générale annuelle. Toutefois, on a utilisé quatre pouces d'eau en provenance des réservoirs de l'année précédente pour atteindre ce niveau de production.

Après avoir utilisé tout le magasinage autorisé à Aishihik Lake, la production des prochaines années dépendra exclusivement des sources naturelles. La Yukon River s'est maintenue à un niveau plus élevé et on a ainsi produit à pleine capacité à la station hydroélectrique de Whitehorse Rapids.

La Taltson River, T.N.-O. s'est aussi maintenue à un niveau supérieur de sorte qu'on a garanti une production maximale tout le long de l'année. Pour la première fois depuis longtemps, les arrivées d'eau jusqu'au 31 mars 1982 sur la Taltson River n'ont pas exigé l'ouverture des réservoirs en amont pour les barrages de Nonacho Lake.

Les niveaux de la Snare River n'ont atteint que 51% de la moyenne annuelle générale, ce qui a nécessité une génération thermique de 36,000,000 kWh au-delà des niveaux normaux. Cette année on a pris des relevés des couches neigeuses six semaines plus tôt que d'habitude. On croit qu'une prévision de la crue prochaine réduira les extractions trop volumineuses des réservoirs durant l'hiver. Afin de conserver l'eau et de s'en servir maximalement, on a procédé quotidiennement à la réduction régularisés à chacune des trois stations hydrauliques de Snare. On a ainsi procédé après entente avec le Bureau de l'Administration des Eaux des T.N.-O.

ENQUETES HYDROELECTRIQUES

On a continué durant l'année les enquêtes sur les sources potentielles de force hydroélectrique

placed on sites for small developments and small diversions.

Pre-feasibility level engineering studies were completed and preliminary environmental studies were partially completed for the Ross Canyon site, the Hoole Canyon site on the Pelly River, and the False Canyon site on the Frances River. These are possible sites which could provide hydro generated energy for a moderate load growth in the Southern Yukon area.

Pre-feasibility level studies were carried out for diversion of additional water into the Yukon Aishihik system and for the diversion of the Emile River into the Snare, N.W.T. system. Pre-feasibility studies were carried out for a mini hydro development on Squanga Creek, Y.T. At these locations, small incremental hydro generations would displace some diesel output, thus reducing dependency on oil and stabilizing cost.

The complexity of engineering problems involved in hydro electric developments, the need to produce accurate cost estimates and the comprehensive and detailed environmental studies required by regulating authorities, makes the investigation of hydro potentials very costly. With the small rate base of the Commission, these costs cannot be absorbed into its operating expenses. However, the NCPC Act does not provide for funding of such investigations by the government. Unless appropriate procedures are developed to provide funding to the Commission for investigations, this important aspect of planning will be neglected.

EMPLOYEES

Work force positions filled at year end totalled 358, made up of 333 permanent staff and 25 contract operators. Compared to 348 approved permanent positions, staff on force during the year averaged 327 employees. Including contract operators, Northern positions total 264. Fifty of these positions are filled by native Northerners, a number of whom are contract operators.

Concurrent with a Management Information Seminar held in Whitehorse, awards were presented to employees completing significant years of service with the Commission. John Evans received recognition for 25 years. Twenty year service levels were completed by Siegfried Wittlinger, William Hancock, and Sydney Coulas. Peter Garside, Olga Metcalfe, Akeeshook Ineak, Dianne Pilloud, Alexander Crawford and Vernon Parkin received 15 year service awards. Ten year service levels were completed by Dalibor Zita, Carl (Bill) Murray, Nils Thuessen, William Chaplin, Robert Koles and John Allan.

avec insistance sur les endroits possibles pour des développements et des déviations mineurs.

Des études sur la praticabilité furent complétées et on a procédé à des enquêtes sur l'environnement aux endroits suivants: le Ross Canyon, Hoole Canyon sur la Pelly River et le False Canyon sur la Frances River. Il s'agit là de sites possibles à potentiel hydraulique suffisant pour soutenir une consommation accrue au sud-Yukon.

On a aussi enquêté sur la possibilité d'augmenter la crue des eaux qui alimentent le système de Yukon-Aishihik et aussi sur la possibilité de détourner la Emile River dans la Snare River, des T.N.-O. De même, on a fait l'enquête sur la praticabilité d'un mini-projet à Squanga Creek, T.Y. En ces endroits, des augmentations légères en production pourraient accroître une alimentation au Diesel réduisant ainsi la dépendance sur l'huile et du même coup stabilisant les coûts.

La complexité des problèmes concernant les développements hydroélectriques, la projection exacte des coûts de production et les enquêtes sur l'environnement qu'on impose, rendent le travail sur les ressources potentielles très coûteux. Etant donné la base tarifaire réduite pour la Commission, ces dépenses ne peuvent être absorbés dans ses coûts d'opération. Toutefois, la loi sur la NCPC ne couvre pas le financement de ces enquêtes du gouvernement. A moins de développer des mesures appropriées pour fournir des octrois à la Commission pour des enquêtes, on devra négliger cette orientation importante dans la planification.

LES EMPLOYÉS

On comptait 358 employés à la fin du terme dernier, comprenant 333 à l'emploi régulier et 25 opérateurs contractuels. Des 348 positions permanentes prévues, on a conservé une moyenne de 327. Incluant les contractuels, les positions dans le Nord totalisent 264, dont 50 sont remplies par les habitants mêmes du pays. Plusieurs de ces gens sont des opérateurs contractuels.

Au cours d'un atelier d'information sur l'administration tenu à Whitehorse on a présenté certains certificats en reconnaissance des années de service avec la Commission. Ainsi John Evans fut honoré pour 25 ans de service. Des certificats de 20 ans furent décernés à Siegfried Wittlinger, William Hancock, et Sydney Coulas. Pour 15 ans de service: Peter Garside, Olga Metcalfe, Akeeshook Ineak, Dianne Pilloud, Alexander Crawford et Vernon Parkin. Pour dix ans au service de la Commission: Dalibor Zita, Carl (Bill) Murray, Nils Thuesen, William Chaplin, Robert Koles et John Allan.

The Public Service Alliance of Canada agreement for non-supervisory operational personnel expired December 31, 1981. Re-negotiation of the agreement was not completed at fiscal year end.

L'entente avec l'Alliance de la Fonction Publique du Canada pour le personnel régulier expirait le 31 décembre 1981. On n'avait pas complété la renégociation de l'entente au terme de l'année fiscale.

SUPERVISORY TRAINING

A full three level supervisory management training program was implemented during the year. The program is applicable to both Head Office and field supervisory staff. It is also available to employees displaying attributes which could qualify them for future supervisory positions. This in-house training program provides for completion of one level per annum.

INSTRUCTION AU PERSONNEL DE DIRECTION

On a mis en place un programme de cours à trois niveaux pour le personnel de direction. Ce programme rejoint les gens du Bureau Chef et ceux aux postes éloignés. Ce cours est aussi ouvert aux employés dont les talents particuliers pourraient les orienter vers l'administration. Ce cours prévoit l'obtention d'un niveau par année.

TRADES TRAINING

Diesel technician training commenced in January 1981 for qualified Northern staff. The contract entered into with the Department of National Defence provides for the training of five Commission employees per year. The course takes six months and is conducted at the Royal Canadian Engineers School, Canadian Forces Base, Chilliwack, B.C. Related to on the job training, eleven Northern employees continued successful studies in the N.W.T. Power Engineer, Electrician and Diesel Mechanic Apprenticeship Trades Program.

INSTRUCTION AUX GENS DE METIER

Un cours de technique en Diesel débuta en janvier 1981 à l'intention du personnel nordique qualifié. Un contrat avec le Département de la Défense Nationale prévoit l'entraînement de 5 employés de la Commission par année. Le cours dure 6 mois et est mené par l'Ecole Royale Canadienne des Ingénieurs, localisé à la Base des Forces Canadiennes, Chilliwack, C.B. Les cours d'apprentissage ont été suivis avec succès par onze employés des T.N.-O. dans les métiers suivants: ingénieur, électricien et mécanicien (Diesel).

SAFETY

The Canadian Electrical Association award was earned by employees in recognition of a better than 25% reduction in accident frequency during the year. Field safety supervisors attended a safety and accident investigation course presented in Yellowknife, N.W.T., by the Alberta Occupational Health and Safety Division. As part of the ongoing safety program, steps have been taken to finalize an internal safety award incentive system.

SECURITE

Le certificat de la Canadian Electrical Association a été décerné aux employés de la Commission en reconnaissance d'une réduction de plus de 25% dans la fréquence d'accidents durant l'année. Les agents chargés de la sécurité ont suivi un cours sur la sécurité et les enquêtes relatives aux accidents, lequel fut donné à Yellowknife, T.N.-O., par la "Alberta Occupational Health and Safety Division". On a fait des démarches pour encourager la sécurité interne par l'établissement d'un programme de promotion.

PLANNING

A number of economic studies were undertaken in the fiscal year 1981/82. The studies dealt with the future market for electrical energy in the Northwest Territories and the Yukon Territory. Included is a review of the feasibility of replacing expensive diesel generation with hydro-electric generation at certain locations.

A market survey, conducted by consultants for the Commission, indicated marginal growth in demand in the North for electrical energy through 1990. This conclusion is based upon the state of the Canadian economy, the world's economy, as well as future uncertainties.

Investigation work continued as to the possible diversion of water from the Emile River into the Snare River to expand hydro-electric generation on the system. As well, an economic study was carried out pertaining to development of the fourth hydro site on the river at Snare Cascades.

A public information program, consisting of "Open House" meetings and newspaper advertisements was conducted during January 1982 in Whitehorse, Y.T. and at Atlin, B.C. The purpose was to outline the Commission's study program on the proposed Atlin Lake Storage Project. The project would provide additional hydro generation at the Whitehorse Rapids hydro plant and optimize operation of the Whitehorse No. 4 Turbine installation. An environmental study pertaining to this project was initiated in late 1981.

ENERGY CONSERVATION

During 1981/82, the Commission embarked upon an expanded energy conservation program. The program includes: participation with the Government of the Northwest Territories in the joint publication of energy conservation literature; co-operation with the Federal Department of Public Works in carrying out an energy audit of Commission buildings; dissemination of energy conservation pamphlets through plant and regional offices, including billing envelope stuffers; and an expanded waste heat recovery program.

The Commission has continued to expand its present waste heat recovery program through co-operative negotiations with the two Territorial Governments. To improve the financial attractiveness of the existing program, revised payment terms, covering the supply of waste heat to the Yukon and N.W.T. Governments, have been approved. Under the proposal, waste heat from Commission diesel plants would be provided free

PLANIFICATION

On a entrepris des études économiques durant l'année fiscale 1981-82. Le sujet des enquêtes a porté sur le marché d'avenir pour l'énergie électrique dans les Territoires du Nord-Ouest et le Territoire du Yukon. On a inclus un aperçu sur la praticabilité du remplacement en certains lieux des générateurs Diesel par ceux alimentés par le pouvoir hydroélectrique.

Un aperçu du marché, mené par les experts conseils de la Commission, laisse entrevoir une croissance minime dans le Nord en ce qui a trait à l'énergie électrique jusqu'en 1990. Cette conclusion est basée sur les conditions économiques du Canada, celles du monde entier et aussi sur les incertitudes futures.

On a continué l'enquête sur la possibilité de détournement des eaux de la Emile River dans la Snare River afin d'augmenter la production hydroélectrique. Aussi, on a entrepris des études relatives au développement d'un quatrième site hydroélectrique sur la rivière à Snare Cascades.

En janvier 1982, à Whitehorse, T.Y. et à Atlin, C.B. on a mené un programme d'information publique, lequel incluait des réunions genre "Open House" et des annonces dans les journaux. Le but était de déterminer l'étude de la Commission quant au projet d'Atlin Lake Storage. Ce projet augmenterait la production de la centrale hydroélectrique de Whitehorse Rapids et maximiserait les opérations aux installations de Whitehorse No 4 Turbine. Une étude sur l'environnement relatif à ce projet avait été initié à la fin de 1981.

CONSERVATION DE L'ENERGIE

Durant 1981-82, la Commission s'embarquait dans un vaste programme de conservation énergétique. Ce programme comprend: la participation du gouvernement des T.N.-O. dans la publication de textes sur la conservation; la coopération avec le Département Fédéral des Travaux Publics dans la vérification des bâtiments de la Commission; la dissémination dans le réseau de dépliants et de feuillets informatifs sur la conservation énergétique et un programme de récupération des chaleurs usagées.

La Commission a continué de déployer son programme actuel de récupération des chaleurs usagées en y allant de négociations avec les gouvernements des deux territoires. En vue de rendre les propositions aux deux gouvernements territoriaux du N.O. et du Yukon plus alléchantes, on a approuvé des conditions révisées de paiement en rapport avec l'approvisionnement des chaleurs usagées. Dans la proposition, les chaleurs rejetées seraient acheminées gratuitement aux agences

of charge to Government agencies, provided, however, that all capital, maintenance and incremental operating costs attributable to this supply are borne by the user. The revised terms of supply are expected to result in a rapid exploitation of a number of potential waste heat recovery systems throughout the Northwest Territories.

RATES

Prior to implementation, all utility rate adjustments during 1981/82, were initially forwarded for the review and recommendations of the respective Territorial Public Utilities Boards.

Rate adjustments representing an average increase of 7.5% in the Northwest Territories and 4.1% in the Yukon Territory, were implemented in April 1981. Reduced hydro generation from the Whitehorse/Aishihik hydro system necessitated a low water surcharge to all customers serviced from this system. In the N.W.T., a low water surcharge was also applied to all customers serviced from the Snare/Yellowknife system to compensate for less than normal water levels in the system.

A study was completed of the factors to be considered in developing a rate rationalization process for the Northwest Territories. The Northwest Territories Public Utilities Board was provided with a copy of the study.

FINANCIAL REVIEW

Income

Gross income for the year 1981/82 amounted to \$73.3 M, as compared with \$55.9 M in 1980/81, representing an increase of \$17.4 M, or 31%. Volume growth in electrical power provided approximately 8% of the \$17.0 M electrical sales increase, while rate increases accounted for the remainder.

Heat sales amounted to \$5.6 M, resulting in an increase of \$300,000, or 6% over the previous year. The differential is almost entirely related to sale price increases. Other income of \$1.2 M results from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services performed on a recovery basis. Comparative rate zone revenues for the financial year 1981/82 and (1980/81) are, N.W.T. \$51.1 M (\$42.1 M), Y.T. \$22.0 M (\$13.5 M) and at Field, B.C., \$257,000 (\$218,000).

By consumer classification, Government domestic and commercial consumers provided 33% of total power revenue, non-Government domestic and commercial 13%, industrial service 29% and wholesale deliveries 25%. The system

gouvernementales pourvu que les dépenses capitales, d'entretien et d'opération dues à cet approvisionnement soient couvertes par les usagers. Les conditions d'approvisionnement sont de nature à encourager l'exploitation rapide de plusieurs systèmes de recouvrement de vapeurs calorifiques à travers les T.N.-O.

TARIFS

Avant leur mise en vigueur, tous les tarifs régularisés durant 1981-82 avaient été envoyés pour révision et recommandations aux Régies des Services Publics territoriales.

Les mises au point représentant une moyenne d'augmentation de 7.5% aux T.N.-O. et de 4.1% au T.Y. devenaient effectives en avril 1981. La réduction de la crue du système Whitehorse/Aishihik a imposé une surtaxe à tous les consommateurs du système. Dans les T.N.-O. une surtaxe fut appliquée à tous les usagers du système Snare/Yellowknife afin de compenser pour les niveaux d'eau abaissés.

On a terminé une étude sur les facteurs à considérer pour la mise en oeuvre d'un processus régulateur des tarifs pour le T.N.-O. On a soumis copie de l'étude à la Régie des Services Publics des T.N.O.

ETAT FINANCIER

Revenus

Les revenus bruts de l'année 1981-82 se chiffrent à \$73.3 M, en comparaison avec \$55.9 M en 1980-81. Ces chiffres indiquent une augmentation de \$17.4 M ou 31%. L'accroissement du pouvoir électrique représente approximativement 8% de l'augmentation de \$17.0 M de ventes électriques tandis que les hausses tarifaires couvrent le reste.

Les ventes de chaleur se sont élevées à \$5.6 M soit une augmentation de \$300,000 (6%). La différence représente presque entièrement les augmentations à la vente. D'autres revenus de \$1.2 M représentent les services rendus, ententes-loyers, et autres bons offices distribués sur base de recouvrement.

Pour fins de comparaisons, voici les revenus par zone tarifaire pour l'année fiscale 1981-82 et (1980-81): T.N.-O. \$51.1 M (\$42.1 M), T.Y. \$22.0 M (\$13.5 M) et à Field, C.B., \$257,000 (\$218,000).

Sur le plan de la classification des consommateurs, les consommateurs domestiques et commerciaux gouvernementaux représentent 33% du revenu total, les consommateurs domestiques commerciaux non-gouvernementaux 13%, les industries 29% et les ventes au gros 25%. Le rendement maximal du système a augmenté de 7% soit de 141,503 kW à 150,861 kW. Les statistiques de rendement maximal et les variations des pourcentages correspondants par rapport à l'année précédente par zone tarifaire

peak increased 7% from 141,503 kW to 150,861 kW. Peak load figures and corresponding percentage changes from the prior years by rate zone are: N.W.T. 76,169 kW (1%), Y.T. 74,447 (13%), Field, B.C. 245 kW (7%).

Electrical energy sales totalled 747,499,000 kWh with total system generation amounting to 831,406,000 kWh. kWh sales by territory and corresponding percentage changes from the prior year are: N.W.T. 381,202,000 kWh (5%), Y.T. 365,230,000 kWh (11%) and Field, B.C. 1,067,000 kWh (-2%).

Expenses

Excluding net interest expense, operating expense for the period totalled \$59.0 M in comparison to \$42.4 M in the prior fiscal period. The major portion of the increase is related to volume and cost increases in fuel expenditures for both Territories. Fuel expenditures increased \$6.4 M or 51% in the N.W.T. and \$6.0 M or 84% in the Y.T. rate zone.

Engineering and general administration costs charged to operations increased \$977,000. The major change in this area is the result of substantial increases in travel and accommodation rates, utility and other contractual support services, as well as a reduction in the work force vacancy rate in comparison to the prior period. Depreciation charges and net interest expense increased only moderately related to the previous year's results.

On a rate zone basis, overall expenditures, including net interest expense, increased \$7.9 M or 55% in the Y.T., \$8.7 M or 20% in the N.W.T. and \$42,000 or 23% at Field, B.C.

Net Income

Consolidated net income for the year amounted to \$425,000 and compares to a net loss of \$400,000 in 1980/81 and a net income of \$9,000 in 1979/80. The comparable net income (loss) figures by rate zone for the current and preceding two years are:

	1981/82	1980/81	1979/80
N.W.T.	\$ 516,000	\$ 201,000	\$ (1,042,000)
Y.T.	(120,000)	(633,000)	999,000
Field, B.C.	29,000	32,000	52,000

Capital Expenditure Program

Capital expenditures for the financial period totalled \$9.5 M. Ongoing expenditures at service locations amounted to \$5.5 M with the \$4.0 M balance issued as progress payments for work completed towards construction of the Whitehorse No. 4 turbine unit. At year end, total capital assets at cost amounted to \$224 M, representing \$216 M in assets in service and \$8 M as projects under construction.

s'établissent comme suit: T.N.-O. 76,169 kW (1%), T.Y. 74,447 (13%), Field, C.B. 245 kW (7%).

Les ventes d'énergie hydraulique ont totalisé 747,499,000 kWh avec une production totale de 831,406,000 kWh. Les ventes par territoire et les variations des pourcentages correspondants par rapport à l'année précédente sont: T.N.-O. 381,202,000 kWh (5%), T.Y. 365,230,000 kWh (11%) et Field, C.B. 1,067,000 kWh (-2%).

Dépenses

Excluant les dépenses nettes, les dépenses d'opération pour l'année se chiffrent à \$59.0 M en comparaison avec \$42.4 M pour la période fiscale précédente. La majeure partie de l'augmentation se rattache au volume et aux accroissements des coûts de carburant pour les deux territoires. Les coûts de carburant ont augmenté de \$6.4 M (51%) dans la zone tarifaire des T.N.-O. et de \$6.0 M (ou 84%) dans celle du T.Y.

Les coûts d'administration et de technologie au dossier des opérations ont augmenté de \$977,000. Ceci est dû particulièrement aux hausses substantielles des coûts de voyage et de logement, des services publics et autres services de soutien contractuels, en même temps d'une réduction au taux de disponibilité au travail en comparaison avec l'exercice précédent.

Les taux de dépréciation et les dépenses nettes d'intérêt ont suivi une augmentation modérée par rapport à la période précédente.

Sur le plan des dépenses générales, les augmentations par zone tarifaire incluant les dépenses nettes d'intérêt, se chiffrent ainsi: T.Y., \$7.9 M ou 55%; aux T.N.-O., \$8.7 M ou 20% et \$42,000 ou 23% à Field, C.B.

Revenu net

Le revenu net consolidé pour l'année revient à \$425,000 et comparé avec une perte nette de \$400,000 pour 1980-81 et un revenu net de \$9,000 en 1979-80. Les figures comparatives pour les revenus (pertes) nets par zone tarifaire pour la période du rapport et les deux années précédentes sont:

	1981-82	1980-81	1979-80
T.N.-O.	\$516,000	\$201,000	(\$1,042,000)
T.Y.	(120,000)	(633,000)	999,000
Field, C.B.	29,000	32,000	52,000

Programme des dépenses capitales

Les dépenses capitales pour l'exercice financier totalisent \$9.5 M.

Les dépenses courantes aux stations énergétiques se chiffrent à \$5.5 M avec une balance de \$4.0 M en guise de paiements pour travaux terminés vis-à-vis la construction de l'unité de Whitehorse No 4 Turbine.

En fin d'année, les valeurs capitales incluant les constructions en progrès se totalisaient à \$224 M, représentant \$216 M en valeurs actuelles et \$8 M représentant les projets en construction.



AUDITOR GENERAL OF CANADA

AUDITOR'S REPORT

The Honourable John Carr Munro, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs
and Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1982 and the statements of operations and deficit and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1982 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Deputy Auditor General of Canada
for Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario
June 4, 1982

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable John Carr Munro, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1982 ainsi que l'état des résultats et du déficit et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1982 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Sous-vérificateur général du Canada
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)
le 4 juin 1982

**STATEMENT OF OPERATIONS
AND DEFICIT
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1982**

**ETAT DES RESULTATS
ET DU DEFICIT
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1982**

1982 1981
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Income

Sale of power	\$66,598	\$49,579
Sale of heat	5,602	5,272
Other	1,163	1,063
	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>

Revenus

Vente de courant
Vente de chaleur
Autres revenus

Expense

Operations and maintenance	48,168	32,912
Engineering and general administration (Note 8)	4,447	3,470
Depreciation	6,367	6,061
	<u>58,982</u>	<u>42,443</u>

Dépenses

Exploitation et entretien
Administration générale et services d'ingénierie (note 8)
Amortissement

Income before interest expense	14,381	13,471	Bénéfice avant la dépense d'intérêt
Interest expense, net (Note 9)	<u>13,956</u>	<u>13,871</u>	Dépense d'intérêt, nette (note 9)
Net income (loss) for the year	425	(400)	Bénéfice net (perte) pour l'exercice
Deficit at beginning of the year	<u>4,608</u>	<u>4,208</u>	Déficit au début de l'exercice
Deficit at the end of the year	<u>\$ 4,183</u>	<u>\$ 4,608</u>	Déficit à la fin de l'exercice

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1982

ASSETS

ACTIF

1982 1981
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Fixed

Immobilisations

In service (Note 3)
Less accumulated depreciation

\$215,590 \$211,691
43,318 37,492
172,272 174,199

En service (note 3)
Moins l'amortissement accumulé

Projects under construction

8,554 3,568
180,826 177,767

Constructions en cours

Current

A court terme

Cash

Accounts receivable
Utilities
Other
Inventories, at cost
Fuel and lubricants
Other supplies

6,194 9,797

11,750 8,927
1,547 781
9,678 7,025
2,336 1,937
31,505 28,467

Encaisse

Débiteurs
Services publics
Autres
Stocks, au prix coûtant
Combustibles et lubrifiants
Autres fournitures

\$212,331 \$206,234

Approved:

Approuvé:

le Contrôleur



Comptroller

BILAN AU 31 MARS 1982

LIABILITIES

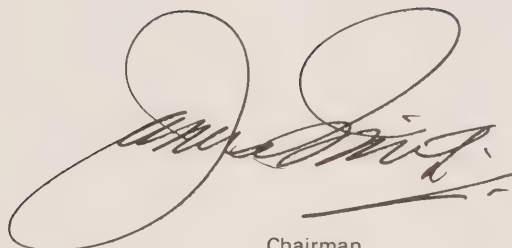
PASSIF

	1982	1981	
	(thousands of dollars)	(thousands of dollars)	
	(en milliers de dollars)	(en milliers de dollars)	
Long-term			A long terme
Loans from Canada (Note 4)	<u>\$190,971</u>	<u>\$187,175</u>	Emprunts auprès du Canada (note 4)
Current			A court terme
Due to Canada			Dû au Canada
Current portion of long-term debt	6,186	5,726	Tranche à court terme de la dette à long terme
Overdue instalments and related interest (Note 5)	9,192	9,192	Versements en retard et intérêt y relié (note 5)
Accounts payable and accrued liabilities	9,163	7,797	Créditeurs et frais courus
Contractors' holdbacks	1,002	952	Retenues des entrepreneurs
	<u>25,543</u>	<u>23,667</u>	
	216,514	210,842	
DEFICIT OF CANADA			DEFICIT DU CANADA
Deficit	<u>4,183</u>	<u>4,608</u>	Déficit
	<u>\$212,331</u>	<u>\$206,234</u>	

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

le Président



Chairman

**STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1982**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1982**

1982 1981
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Source of working capital

Operations

Net income (loss) for the year	\$ 425	\$ (400)
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	6,367	6,061
Property and equipment written off	1	17
	<u>6,793</u>	<u>5,678</u>

Canada

Loans for capital expenditures	9,600	5,000
Interest capitalized on loans	382	—

Proceeds on disposals of property and
equipment

	61	68
	<u>16,836</u>	<u>10,746</u>

Application of working capital

Additions to property and equipment	9,488	5,606
Reduction of loans from Canada	6,186	6,163
	<u>15,674</u>	<u>11,769</u>

Increase (Decrease) in working capital

Working capital at beginning of the year	4,800	5,823
Working capital at end of the year	<u>\$ 5,962</u>	<u>\$ 4,800</u>

Provenance du fonds de roulement

Exploitation

Bénéfice net (perte) pour l'exercice	
Éléments n'exigeant aucune mise de fonds	
Amortissement	
Radiation de biens et de matériel	

Canada

Emprunts pour dépenses en capital	
Intérêts sur les emprunts capitalisés	

Produit de l'aliénation de biens et
de matériel

Utilisation du fonds de roulement

Acquisition de biens et de matériel	
Diminution des emprunts auprès du Canada	

Augmentation (diminution) du fonds de roulement

Fonds de roulement au début de l'exercice	
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission, a Schedule C corporation, was formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948 and now operates under the Northern Canada Power Commission Act.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, at certain other locations in Canada.

2. Accounting policies

The financial statements have been prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances, and have been applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of significant accounting policies of the Commission is presented as follows to assist the reader in interpreting the financial statements.

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the capital projects.

Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off against operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of assets retired less salvage proceeds is charged to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation on property and equipment in service prior to March 31, 1977, financed by loans from Canada, excepting the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The associated loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Assets placed in service subsequent to March 31, 1977 are depreciated on a straight line basis. Straight line depreciation is charged over the estimated economic life of the Head Office building and on assets purchased from internally generated funds.

1. Autorisation et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, société figurant à l'annexe C, était auparavant la **Northwest Territories Power Commission** établie en 1948. Son exploitation est régie actuellement par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, à d'autres endroits au Canada.

2. Conventions comptables

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés convenables vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Le résumé des conventions comptables importantes de la Commission qui figure ci-après vise à aider le lecteur à interpréter les états financiers.

Biens et matériel

Les biens et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à leur valeur nominale, sont inscrits au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les paiements directs de biens et de services, le coût des projets comprend l'intérêt, au taux régnant sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la construction et une partie des frais des services d'ingénierie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets d'immobilisations.

Les gains réalisés ou les pertes subies lors de l'aliénation de biens et de matériel suite à des circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui ne sont pas entrés dans le cycle de production, sont portés aux résultats de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Dans les retraits réguliers, le coût des éléments d'actif retirés moins le produit de la récupération est imputé à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats.

Amortissement

L'amortissement des biens et du matériel utilisés avant le 31 mars 1977 et financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts connexes sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les éléments d'actif utilisés après le 31 mars 1977 sont amortis selon la méthode linéaire. Pour ce qui est de l'immeuble du siège social et des éléments d'actif financés à même ses propres fonds, la Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire sur la durée économique estimative des immobilisations.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	10-15 years
Motor vehicles	4 years

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for decline in value of slow-moving inventory.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives suivantes:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Édifices	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une rectification est apportée afin de tenir compte de la réduction de la valeur des stocks dont le mouvement est lent.

3. Fixed assets in service

Details of fixed assets in service at cost are as follows:

	1982	1981
Electric power plants	\$ 163,751,000	\$ 161,276,000
Transmission and distribution systems	36,210,000	35,180,000
Other utilities	5,053,000	5,053,000
Staff accommodation	3,800,000	3,821,000
Warehouses, motor vehicles and general facilities	6,776,000	6,361,000
	<u>\$ 215,590,000</u>	<u>\$ 211,691,000</u>

3. Immobilisations en service

Voici une ventilation des immobilisations en service au prix coûtant:

	1982	1981
Centrales hydro-électriques	\$ 163,751,000	\$ 161,276,000
Réseaux de transmission et de distribution	36,210,000	35,180,000
Autres services	5,053,000	5,053,000
Locaux du personnel	3,800,000	3,821,000
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	6,776,000	6,361,000
	<u>\$ 215,590,000</u>	<u>\$ 211,691,000</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any instalment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1982, loans for capital expenditures carried interest rates ranging from 4% to 15.625% with a weighted average interest rate of 8.85%.

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt au taux régnant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt global comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1982, les emprunts pour les dépenses en capital portaient intérêt à des taux variant de 4% à 15.625%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 8.85%.

Les emprunts auprès du Canada viennent à

Loans due Canada mature as follows:

	Principal
1983	\$ 6,186,000
1984	6,557,000
1985	7,147,000
1986	7,591,000
1987	8,000,000
1988-2024	161,626,000
	<hr/>
	197,107,000
Deduct current portion	<hr/>
	6,186,000
	<hr/>
	190,921,000
Advance:	
Project investigation	<hr/>
	50,000
	<hr/>
	\$ 190,971,000

In 1982 the Commission borrowed \$9,600,000 (\$5,000,000 in 1981) from Canada at an interest rate of 15.625% and paid \$22,091,000 (\$21,890,000 in 1981) to Canada including interest of \$16,365,000 (\$16,361,000 in 1981). In addition, interest of \$382,000 has been accrued in respect of construction in progress and is included in the amount due to Canada.

5. Due to Canada - overdue instalments and related interest

This item represents principal, \$2,203,000 and interest \$6,989,000 on instalments which fell due on March 31, 1977 and which remain unpaid.

6. Hydro investigation studies

The Commission, with the approval of the Governor in Council, is carrying out special investigation studies on the hydro-generation potential of the mid-Yukon for which it will receive payments not exceeding \$3,150,000. The studies are to be completed by September 30, 1983 and any un-disbursed funds are to be refunded to Canada. If these studies result in the provision of electricity for consumption, the funds provided for the studies will become repayable, with accrued interest, to Canada.

The Commission has received accumulated payments of \$3,150,000 to March 31, 1982 (\$1,250,000 to March 31, 1981) for the special investigation studies and has incurred accumulated expenditures of \$2,926,000 (\$1,215,000 in 1981). The unexpended balance of \$224,000 is included as an account payable at March 31, 1982 (\$35,000 at March 31, 1981).

7. Pensions

During the year the Commission made payments of \$518,000 (\$460,000 in 1981) in respect of current contributions to the Public Service Superannuation Account (PSSA) of the Government of Canada. The PSSA is actuarially valued every five years. The Commission's contributions and liabilities are limited to the current portion, and no estimate of the Commission's share of actuarial deficiencies has been made.

échéance de la façon suivante:

	Capital
1983	\$ 6,186,000
1984	6,557,000
1985	7,147,000
1986	7,591,000
1987	8,000,000
1988-2024	161,626,000
	<hr/>
	197,107,000
Déduire la tranche à court terms	<hr/>
	6,186,000
	<hr/>
	190,921,000
Avance:	
Étude des sites de construction	<hr/>
	50,000
	<hr/>
	\$ 190,971,000

En 1982, la Commission a emprunté \$9,600,000 (\$5,000,000 en 1981) du Canada à un taux d'intérêt de 15.625% et a remboursé au Canada \$22,091,000 (\$21,890,000 en 1981) notamment des intérêts de \$16,365,000 (\$16,361,000 en 1981). De plus, on a ajouté au montant dû au Canada la somme de \$382,000 d'intérêts courus sur des projets de construction en cours.

5. Dû au Canada - versements en retard et intérêt y relié

Ce poste représente le capital, \$2,203,000, et l'intérêt, \$6,989,000, sur des versements dus le 31 mars 1977 et qui restent impayés.

6. Études de sites hydro-électriques

Avec l'approbation du Gouverneur en conseil, la Commission effectue des études spéciales de sites éventuels de production d'énergie hydro-électrique dans le centre du Yukon pour lesquelles elle recevra des versements ne dépassant pas \$3,150,000. Ces études doivent se terminer d'ici le 30 septembre 1983 et tous les fonds non utilisés devront être remboursés au Canada. Si ces études mènent à la production d'énergie électrique à des fins de consommation, les fonds fournis devront être remboursés, avec un intérêt couru, au gouvernement du Canada.

La Commission a reçu des versements accumulés de \$3,150,000 au 31 mars 1982 (\$1,250,000 au 31 mars 1981) pour les études spéciales de sites et a engagé des dépenses accumulées de \$2,926,000 (\$1,215,000 en 1981). Les fonds non dépensés qui se chiffraient à \$224,000 figurent à titre de compte créditeur au 31 mars 1982 (\$35,000 en date du 31 mars 1981).

7. Pension de retraite

Au cours de l'exercice, la Commission a versé \$518,000 (\$460,000 en 1981) en guise de cotisations courantes au Compte de pension de retraite de la Fonction publique (CPRFP) du gouvernement du Canada. Le CPRFP fait l'objet d'une révision actuarielle tous les cinq ans. Les cotisations et la dette de la Commission se limitent à la portion actuelle et il n'y a eu aucune estimation de la part de la Commission de la dette actuarielle.

8. Engineering and general administration

Engineering and general administration is net of amounts charged to capital and recoverable projects. Allocations to capital and recoverable projects totalled \$777,000 in 1982 (\$662,000 in 1981).

9. Interest expense

Interest expense relates to long-term debt and is net of amounts charged to capital projects and interest earned from short-term investments. Interest charges totalling \$382,000 were capitalized at a rate of 15.054% for 1982 (\$138,000 at 8% for 1981). Interest earned on short-term investments amounted to \$2,409,000 in 1982 (\$2,352,000 in 1981).

10. Commitments

Estimated cost to complete capital projects under construction is approximately \$51,744,000 at March 31, 1982 (\$32,100,000 at March 31, 1981).

11. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$20,000,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage on major projects under construction is purchased by the Commission, or by its contractors if required by the Commission.

12. Related party transactions

Audit and legal services

In addition to the transactions with the Government of Canada referred to in Notes 4, 5, 6, and 7, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice (Canada).

Commission members

The Commission consists of a chairman and four additional members appointed by the Governor in Council. The Chairman is the chief executive officer of the Commission.

8 Administration générale et services d'ingénierie

Les frais d'administration générale et des services d'ingénierie sont diminués des sommes imputées aux projets en capital et aux projets à recouvrer. Les sommes allouées à ces projets ont atteint \$777,000 en 1982 (\$662,000 en 1981).

9. Dépense d'intérêt

La dépense d'intérêt a trait aux dettes à long terme et est diminuée de sommes imputées aux projets en capital et de l'intérêt gagné sur les placements à court terme. Des montants d'intérêt se chiffrant à \$382,000 ont été capitalisés à un taux de 15.054% en 1982 (\$138,000 à 8% en 1981). L'intérêt provenant de placements à court terme en 1982 a été de \$2,409,000 (\$2,352,000 en 1981).

10. Engagement

Les engagements concernant l'achèvement des constructions en cours se chiffraient à environ \$51,744,000 au 31 mars 1982 (\$32,100,000 au 31 mars 1981).

11. Assurance

La Commission achète de l'assurance contre les catastrophes à l'égard d'éléments d'actif particuliers en guise de protection contre des pertes importantes pouvant aller jusqu'à \$20,000,000. Elle achète également de l'assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. Les véhicules automobiles, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés et il existe une assurance de responsabilité générale tous risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux de construction importants en cours.

12 Transactions avec des groupes affiliés

Services de vérification et services juridiques

En plus des transactions avec le gouvernement du Canada mentionnées aux notes 4, 5, 6 et 7, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du Vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.

Membres de la Commission

La Commission comprend un président et quatre autres membres nommés par le Gouverneur en conseil. Le président est le directeur général de la Commission.

Economic dependence

The Commission has a significant amount of transactions with Canada and its agencies, the same with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and Yukon Territory and large industrial consumers and suppliers. These transactions comprise:

	1982	1981
Sale of power and heat		
Federal, territorial, municipal governments and agencies	\$ 29,259,000	\$ 24,288,000
Large industrial consumers	35,421,000	24,871,000
Purchase of fuel		
Federal, territorial governments and agencies	5,496,000	3,836,000
Accounts receivable, at March 31		
Federal, territorial, municipal governments and agencies	3,822,000	3,262,000
Large industrial consumers	2,103,000	2,651,000
Accounts payable, at March 31		
Federal and territorial governments	2,838,000	1,733,000

13. Income Tax

As a Schedule C Crown corporation, the Commission is exempt from income tax.

Dépendance économique

La Commission effectue un nombre appréciable de transactions avec le Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon et avec des consommateurs et fournisseurs industriels importants. Ces transactions comprennent:

	1982	1981
Vente d'énergie et de chaleur		
Administrations et organismes fédéraux, territoriaux et municipaux	\$ 29,259,000	\$ 24,288,000
Consommateurs industriels importants	35,421,000	24,871,000
Achat de combustible		
Administrations et organismes fédéraux et territoriaux	5,496,000	3,836,000
Débiteurs au 31 mars		
Administrations et organismes fédéraux, territoriaux et municipaux	3,822,000	3,262,000
Consommateurs industriels importants	2,103,000	2,651,000
Créditeurs au 31 mars		
Administrations fédérales et territoriales	2,838,000	1,733,000

13. Impôt sur le revenu

En tant que société de la Couronne figurant à l'annexe C, la Commission est dispensée de l'impôt sur le revenu.

**ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1982**

**STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1982**

	(in thousands of dollars)			(en milliers de dollars)		
	N.W.T. T.N.-O.	Y.T. T.Y.	B.C. C.B.	TOTAL TOTAL	Revenus	
Income					Vente de courant	
Sale of power	44,482	21,863	253	66,598	Vente de chaleur	
Sale of heat	5,575	27	—	5,602	Autres revenus	
Other	1,069	90	4	1,163		
	<u>51,126</u>	<u>21,980</u>	<u>257</u>	<u>73,363</u>		
Expense					Dépenses	
Operation and maintenance	34,243	13,733	192	48,168	Exploitation et entretien	
Engineering and general administration	2,920	1,503	24	4,447	Administration générale et services d'ingénierie	
Depreciation	4,908	1,448	11	6,367	Amortissement	
	<u>42,071</u>	<u>16,684</u>	<u>227</u>	<u>58,982</u>		
Income before interest expense	9,055	5,296	30	14,381	Bénéfice avant la dépense d'intérêt	
Interest expense, net	8,539	5,416	1	13,956	Dépense d'intérêt, nette	
Net income (loss) for the year - Mar. 31/82	<u>516</u>	<u>(120)</u>	<u>29</u>	<u>425</u>	Bénéfice net (perte) pour l'exercice	- le 31 mars 1982
Net income (loss) for the year - Mar. 31/81	<u>201</u>	<u>(633)</u>	<u>32</u>	<u>(400)</u>	Bénéfice net (perte) pour l'exercice	- le 31 mars 1981

ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
ANNEE TERMINE LE 31 MARS, 1982

ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
YEAR ENDED MARCH 31, 1982

	N.W.T. - T.N.O.			Y.T. - T.Y.			OTHER - AUTRES		
	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh
Wholesale	6,796	79.5	8.55	9,758	186.1	5.24	—	—	En gros
Industrial	9,703	155.5	6.24	9,698	152.8	6.35	—	—	Industriel
Residential	13,335	70.5	18.91	1,124	14.6	7.70	59	0.4	Domestique
Commercial	14,345	74.0	19.39	1,261	11.5	10.97	191	0.7	Commercial
Street Lighting	303	1.7	17.82	22	0.2	11.00	3	0.1	Eclairage des rues
TOTAL	44,482	381.2	11.67	21,863	365.2	5.99	253	1.2	TOTAL

EXPLOITATION DES USINES (\$000)

OPERATING PLANT (\$000)

Capital Investment	125,337	82,264	257	Investissement de capital
Investment per \$ revenue	2.82	3.76	0.98	Investissement par \$ revenu
Investment per kWh sold	.33	.23	.23	Investissement par kWh vendu
CONSUMERS — Retail	10,626	1,308	132	CONSOMMATEURS - Détail (domestique)
— Industrial	3	2	—	- Industriel
— Wholesale	1	1	—	- En gros

RESUME STATISTIQUE											
Année terminée le 31 mars											
OPERATING STATISTICS	GENERAL DATA No. of — Operations — Employees — Contract Operators	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973
		56 333	56 304	56 303	56 304	56 310	56 359	56 368	52 342	50 311	48 314
		25	26	26	25	26	25	22	22	21	19
	ELECTRIC POWER Installed Capacity (kW in thousands) Hydro Thermal TOTAL	102 142 244	102 142 244	102 142 244	102 142 244	102 134 236	102 132 234	89 123 212	57 109 166	57 93 150	57 78 135
		42	42	42	42	43	44	42	34	38	42
		151	142	131	135	131	126	122	112	103	95
	NET PEAK LOAD (kW in thousands) Generation (kWh in millions) Hydro Thermal TOTAL	528 303 831	556 212 768	585 175 760	568 179 747	590 145 735	487 165 652	529 157 686	439 181 620	420 149 569	406 104 510
		64	72	77	76	80	75	77	71	74	80
		747	692	685	672	633	586	610	562	512	467
	PERCENTAGE SALES TO GENERATION	90	90	90	90	86	90	89	91	90	92
102		80	70	67	60	64	61	73	59	62	
390		408	365	422	415	394	425	465	428	471	
FUEL CONSUMED (litres 10 ⁶)	725	673	682	705	850	1,214	1,173	1,127	1,059	1,041	
HEAT AND WATER Heat Sales (BTU's in billions) Water Sales (litres 10 ⁶)											

SUMMARIZED FINANCIAL STATISTICS (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS	1982	1981	1980	1979	1978
REVENUE					
Electricity Sales	66,598	49,579	44,187	39,561	33,914
Heat Sales	5,602	5,272	4,046	3,945	3,234
Other	1,163	1,063	812	972	737
	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>	<u>37,885</u>
EXPENSES					
Operations & Maintenance	48,168	32,912	26,543	22,601	16,739
Engineering & General Administration	4,447	3,470	3,060	2,604	2,712
Depreciation	6,367	6,061	5,481	4,460	3,807
Interest — Net	13,956	13,871	13,952	14,877	14,250
	<u>72,938</u>	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>	<u>37,508</u>
NET INCOME (LOSS)	<u>425</u>	<u>(400)</u>	<u>9</u>	<u>(64)</u>	<u>377</u>
STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION					
SOURCE OF FUNDS					
Funds from Operations	6,793	5,678	5,546	5,303	6,171
Loans for Capital Expenditures	9,600	5,000	4,000	6,000	8,300
Other	443	68	13	663	2,824
Working Capital Loan	—	—	—	7,500	—
	<u>16,836</u>	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>	<u>17,295</u>
APPLICATION OF FUNDS					
Capital Expenditures	9,488	5,606	3,674	6,136	8,703
Reduction in Long Term Debt	6,186	6,163	5,541	5,346	4,457
Other	—	—	—	—	22
	<u>15,674</u>	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>	<u>13,182</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	<u>1,162</u>	<u>(1,023)</u>	<u>344</u>	<u>7,984</u>	<u>4,113</u>
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION					
ASSETS					
Property & Equipment at Cost	215,590	211,691	209,183	205,530	197,840
Accumulated Depreciation	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)	(23,062)
Construction in Progress	8,554	3,568	1,538	1,933	5,115
Current and Other Assets	31,505	28,467	27,247	24,887	14,855
	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY					
Surplus (Deficit)	(4,183)	(4,608)	(4,208)	(4,217)	(4,153)
Long Term Debt	190,971	187,175	188,338	189,879	181,622
Current & Other	25,543	23,667	21,424	19,408	17,279
	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>

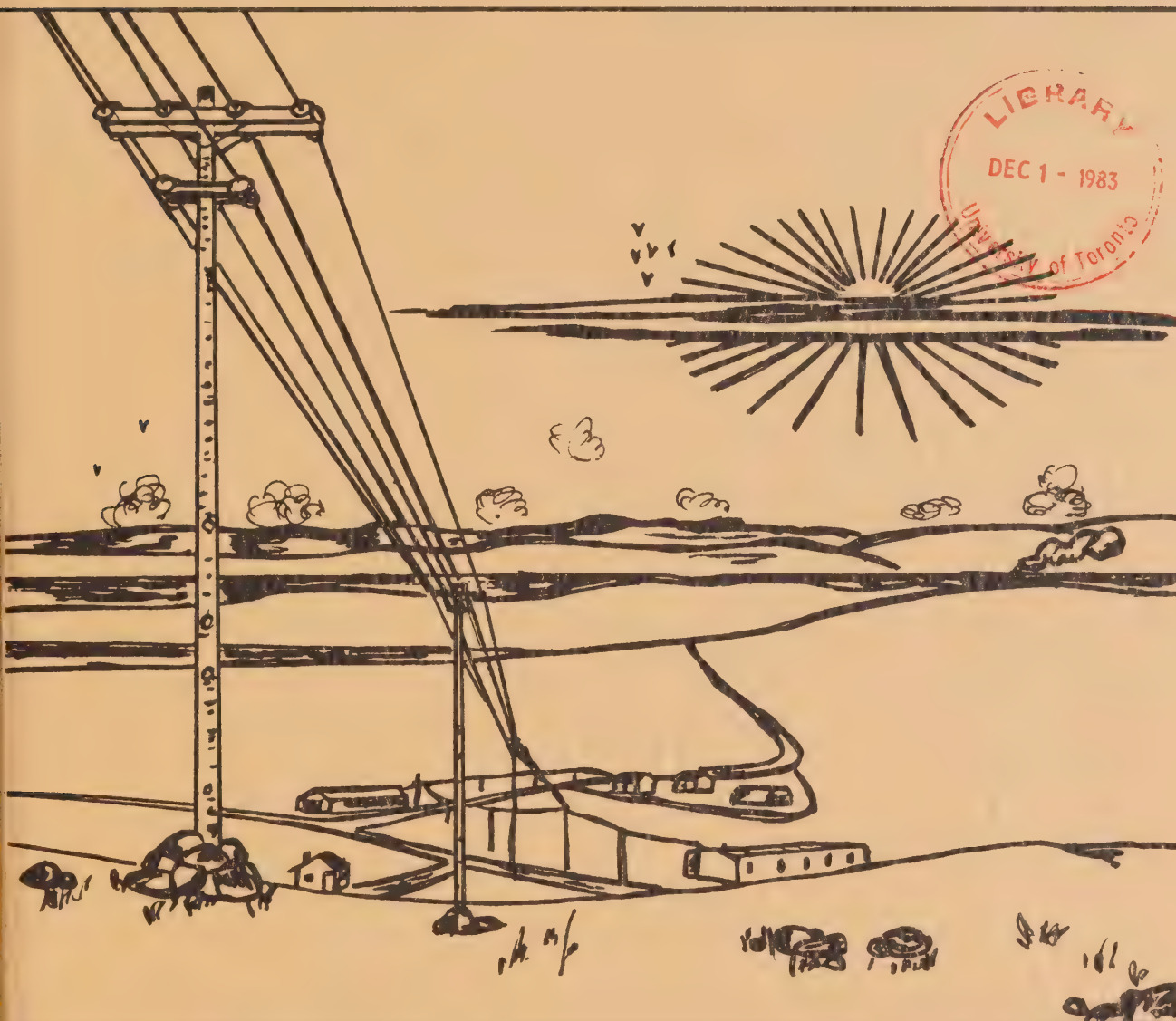
SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIERES (\$000)

1977	1976	1975	1974	1973	RELEVÉ DES GAINS
					REVENU
25,490	18,814	15,505	13,023	11,420	Ventes d'électricité
3,113	2,470	2,246	1,645	1,582	Ventes d'énergie calorifique
939	1,062	1,166	685	996	Divers
<u>29,542</u>	<u>22,346</u>	<u>18,917</u>	<u>15,353</u>	<u>13,998</u>	
					DEPENSES
20,275	16,253	13,275	9,388	7,838	Exploitations et entretien
1,891	1,658	1,573	1,255	1,008	Administration technique et générale
2,937	2,201	1,657	1,356	1,645	Amortissement
10,594	5,800	3,599	3,000	2,638	Intérêt — Net
<u>35,697</u>	<u>25,912</u>	<u>20,104</u>	<u>14,999</u>	<u>13,129</u>	
<u>(6,155)</u>	<u>(3,566)</u>	<u>(1,187)</u>	<u>354</u>	<u>869</u>	REVENUE NET (PERTES)
					RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
					SOURCE DES FONDS
(1,723)	177	685	1,817	2,515	Fonds provenant des exploitations
21,000	38,000	43,102	17,975	6,300	Emprunts pour dépenses capitales
3,957	5,976	2,893	810	1,028	Divers
—	—	—	—	—	Emprunts capitaux pour opérations
<u>23,234</u>	<u>44,153</u>	<u>46,680</u>	<u>20,602</u>	<u>9,843</u>	
					APPLICATION DES FONDS
22,750	37,094	48,351	21,844	6,833	Dépenses capitales
7,060	1,721	1,425	1,580	1,496	Réduction de la dette à long terme
552	649	292	225	1	Divers
<u>30,362</u>	<u>39,464</u>	<u>50,068</u>	<u>23,649</u>	<u>8,330</u>	
<u>(7,128)</u>	<u>4,689</u>	<u>(3,388)</u>	<u>(3,047)</u>	<u>1,513</u>	AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPÉRATION
					RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
					BIENS
186,808	140,505	78,829	71,285	66,904	Propriété et équipement au prix coûtant
(20,167)	(17,380)	(16,177)	(14,763)	(13,441)	Amortissement accumulé
12,056	36,888	62,763	22,241	4,897	Construction en cours
19,591	13,385	11,591	9,523	7,790	Biens courants et divers
<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	<u>66,150</u>	
					RESPONSABILITÉS ET SÉCURITÉS DU CANADA
(4,530)	1,625	4,942	6,128	5,737	Surplus (déficit)
176,991	162,199	119,713	75,187	58,112	Dette à long terme
25,827	9,574	12,351	6,971	2,301	Dette actuelle et divers
<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	<u>66,150</u>	

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

CAI
Nφ
-A 5-6

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN



35th ANNUAL REVIEW

For the Year Ended

31 March, 1983



35e REVUE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé

le 31 mars 1983

35th ANNUAL REVIEW
For The Year Ended
March 31st, 1983

35e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1983

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Officers and Regional Offices	4
Foreword	5
Operations	6-8
User Pay Program	
Residual Heat Recovery	
Whitehorse No. 4 Project	
Generation	
Distribution Systems Additions	
Plant Improvements	
Water Management	
Financial	9-12
Review	
Mine Shut-downs	
Low Water Surcharge & Removal	
Rates	
Personnel	12-14
Employee Relations	
Supervisory Training	
Trades Training	
Safety	
Planning	14-15
Peat Marwick Study	
Atlin Lake Storage	
Hydro Investigations	
National Energy Board Inquiry	
Agreements	16
Residual Heat Agreements	
Report of the Auditor General	17
Financial Statements	18-25
Statement of Operations by Rate Zone	26
Analysis of Electricity Sales	27
Operating Statistics	28
Map	29
Summarized Financial Statistics	30-31

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission
Régions desservies
Membres, officiers et bureaux régionaux de la Commission
Avant-propos
Exploitations
Programme de frais d'usage
Récupération de la chaleur résiduelle
Le Projet Whitehorse No. 4
Génération
Additions aux réseaux de distribution
Améliorations effectuées dans certaines usines
Gestion hydraulique
Finances
Revue
Fermeture des mines
Surcharge pour pénurie d'eau et enlèvement
Tarifs
Personnel
Relations avec les employés
Formation du personnel-cadre
Formation de techniciens
Sécurité
Planification
L'étude Peat Marwick
Entreposage à Atlin Lake
Investigations hydrauliques
Enquête de l'Office national de l'Energie
Ententes
Les ententes concernant la chaleur résiduelle
Rapport du vérificateur général
Etats financiers
Etat de l'exploitation tarifaire
Analyse des ventes d'électricité
Résumé statistique
Carte
Sommaire des Statistiques Financières

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ème parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est à Inuvik, T.N.-O. que fonctionnent les systèmes d'égouts, de chauffage et d'eau. Aussi, la Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay. Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle sont exploités à divers emplacements.

Le siège social de la Commission se situe à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:**Mackenzie Region:**

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife.

Keewatin Region

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.

YUKON TERRITORY:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.

BRITISH COLUMBIA:**COLOMBIE-BRITANNIQUE:**

Field

HEATING

Generation of heat at:

Northwest Territories

Inuvik, Frobisher Bay

Provision of Residual heat at:

Northwest Territories:

Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet

Yukon Territory:

Dawson

ELECTRICITE

Production, transport et/ou distribution d'énergie électrique:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:**Région du Mackenzie****Région du Keewatin****Région du Baffin****TERRITOIRE DU YUKON:****CHAUFFAGE**

Production calorifique:

Territoires du Nord-Ouest

Réserve de Chaleur résiduelle:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****CONTRACT WORK AND OTHER**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith	— Chairman
Ivan J. Cable	— Member
Maurice Lafontaine	— Member
James Robertson	— Member
Hilda P. Watson	— Member

OFFICERS:

James Smith	— Chief Executive Officer
Jack Beaver	— General Manager
David Morrison	— Corporate Secretary
Bruce G. Christie	— Assistant General Manager, Corporate and Public Affairs
John D. Allan	— Assistant General Manager, Operations and Engineering
Roger A. Phillips	— Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Harold Kaldor	— Regional Operations Administrator Yukon Territory P.O. Box 4278 Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8 (403) 667-4814
Philip E. Johnson	— Regional Operations Administrator Northwest Territories P.O. Box 1860 Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4 (403) 873-4051

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 51^{ème} avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith	— président
Ivan J. Cable	— membre
Maurice Lafontaine	— membre
James Robertson	— membre
Hilda P. Watson	— membre

OFFICIERS:

James Smith	— principal exécutif officier
Jack Beaver	— directeur général
David Morrison	— secrétaire de la corporation
Bruce G. Christie	— directeur général-adjoint, affaires sociales et publiques
John D. Allan	— directeur général-adjoint, exploitation et ingénierie
Roger A. Phillips	— contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Harold Kaldor	— administrateur exploitation régionale Territoire du Yukon C.P. 4278 Whitehorse, T.Y. Y1A 1H8 (403) 667-4814
Philip E. Johnson	— Administrateur exploitation régionale Territoires du Nord-Ouest C.P. 1860 Yellowknife, T.N.-O. X1A 2P4 (403) 873-4051

FOREWORD

Fiscal year 1982/83 proved to be both a challenging and unsettled year for the Commission. The Whitehorse No. 4 Project was commenced to produce a much needed 20 MW addition to the Whitehorse - Aishihik hydro system. However, in Yukon, by year end, all of the operating Mines were either permanently or temporarily closed. In the N.W.T., the Cominco Pine Point Mine was also temporarily shut down and the Giant Yellowknife Gold Mine was working on a reduced schedule.

The NCPC Sub-Committee of the Standing Committee on Indian and Northern Affairs handed down its Report in April, 1982. The Committee had held community hearings throughout the North during the previous year. The main recommendation of the Committee was that the Commission's Head Office be relocated to the North with the establishment of two separate operating divisions, one in Yukon and one in the N.W.T.

A study was commissioned by the Department of Indian and Northern Affairs on the role and mandate of NCPC. The study was designed to gather and synthesize information that would indicate alternative institutional and financial arrangements for the provision of utility services North of 60°. The Commission provided considerable input to the Consultants involved. At year end, however, the two phase study had not been reported as complete.

Gross revenues were reported at \$79.3 M with a total operating expense of \$72.0 M, resulting in a consolidated net income of \$7.3 M. Net income in the N.W.T. rate zone totalled \$6,780,000, in the Yukon rate zone \$425,000 and in Field, B.C. net income totalled \$47,000. Reduced maintenance and fuel expenditures contributed significantly to the operating surplus for the Commission.

Electrical energy sales for the year amounted to 615,864,000 kWh, a decrease of 131,635,000 kWh or 17.6% system wide. A decrease of 21,955,800 kWh occurred in the N.W.T. rate zone, compared with a decrease of 109,723,000 kWh in the Yukon rate zone, and an increase of 43,800 kWh in Field, B.C.

Two Commission Members resigned during the year and were replaced by two new Members. Mr. Don Stewart served as a Member of the Commission for seven years before his resignation. He was replaced by Mr. Jim Robertson from Inuvik. Mr. Paul Tellier resigned after serving as a Member for two years. He was replaced by Mr. M. Lafontaine, Deputy Minister of Indian and Northern Affairs.

AVANT-PROPOS

L'année d'exercice 1982-83 s'est avérée pour la Commission à la fois remplie de défis et d'incertitudes. Le projet Whitehorse No. 4 a été entrepris afin de produire un surplus de 20 MW très nécessaire au système hydraulique de Whitehorse - Aishihik. Toutefois, au Yukon, à la fin de l'année, toutes les mines en opération étaient fermées, soit temporairement, soit en permanence. Dans les T.N.-O., la Mine Cominco Pine Point a fermé temporairement, tandis que la Mine d'or Giant Yellowknife a opéré au ralenti.

Le sous-comité de la CENC, qui siège au Comité en permanence des Affaires indiennes et du Nord, a déposé son rapport en avril 1982. Le Comité a tenu des audiences dans tout le Nord au cours de l'année précédente. La principale recommandation du Comité fut que le siège social de la Commission soit relocalisé dans la région du Nord, avec deux divisions d'opération distinctes, l'une au Yukon et l'autre dans les T.N.-O.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord a mandaté une étude sur le rôle et le mandat de la Commission d'Énergie du Nord canadien. L'objectif de cette étude était de réunir et de synthétiser de l'information qui indiquerait la marche à suivre pour instituer des arrangements institutionnels et financiers alternatifs en vue de dispenser des services utilitaires au nord du 60°. La Commission a fourni un "input" considérable aux consultants affectés à cette étude. Toutefois, à la fin de l'année, les deux phases de cette étude ne semblaient pas avoir été terminées.

Les revenus bruts se chiffraient à \$79.3 M avec un total de dépenses opérationnelles de \$72.0 M résultant en un revenu net consolidé de \$7.3 M. Le total du revenu net dans la zone tarifaire des T.N.-O. se chiffrait à \$6,780,000, au Yukon à \$425,000 et à Field, C.B. à \$47,000. Les dépenses d'entretien et de combustible réduites ont contribué de façon significative au surplus opérationnel de la Commission.

Les ventes d'énergie électrique pour l'année se chiffraient à 615,864,000 kWh, soit une diminution de 131,635,000 kWh, ou 17.6% du réseau complet. Une diminution de 21,955,800 kWh s'est manifestée dans la zone tarifaire des T.N.-O. comparativement à une diminution de 109,723,000 kWh au Yukon, et à une augmentation de 43,800 kWh à Field, C.B.

Deux membres de la Commission ont démissionné au cours de l'année et ont été remplacés. M. Don Stewart au moment de sa démission comptait sept années de service en tant que membre de la Commission. Il fut remplacé par M. Jim Robertson de Inuvik. M. Paul Tellier a donné sa démission après deux ans de service. Il fut remplacé par M. M. Lafontaine, sous-ministre des Affaires indiennes et du Nord.

OPERATIONS

User Pay Program

The N.W.T. Housing Corporation and the Government of the Northwest Territories requested the Commission's cooperation in implementing a user pay program related to electric utilities for their respective tenants and employees.

This program has been implemented at Cambridge Bay, Fort Simpson, and Fort Smith, and will continue to be placed into the remaining N.W.T. communities during 1983/84.

The philosophy behind the program is to educate the residents as to the impact of electricity usage and, at the same time, make them responsible for a portion of the cost.

Residual Heat Recovery

To the residual heat recovery systems which have previously been in operation at Dawson City, Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet and Pelly Bay, an additional system was connected in 1982 at Lac La Martre. Here the system installed captures heat from both jacket water and exhaust, a first for the Commission in relation to small sized high-speed units. Sufficient heat has gathered. The school, which received the heat, has used no other heat source since completion of the project.

Whitehorse No. 4 Project

Construction of the 20 MW hydraulic addition to the existing Whitehorse Rapids hydro plant began in April, 1982 and, at the end of the year, construction was approximately 60% complete. Commissioning is scheduled to begin in December, 1983 and the plant is scheduled to be in service in the early summer of 1984.

Generation

Generating units were installed at four plants in the N.W.T. during the year. At Hall Beach, a 300 kW unit and a 200 kW unit were purchased and installed to replace a 100 kW and 175 kW unit. A 200 kW genset, removed from Aklavik in 1981, was rebuilt to new condition and installed at Repulse Bay to replace an old 115 kW unit. A 130 kW unit was purchased and installed at Wrigley in place of a damaged 75 kW unit and a 210 kW unit replaced a damaged 175 kW unit at Ford Liard.

EXPLOITATIONS

Programme de frais d'usage:

La Corporation d'Habitation des T.N.-O. et le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont demandé la collaboration de la Commission en ce qui a trait à la mise en oeuvre d'un programme de frais d'usage se relatant au service d'électricité octroyé à leurs locataires et à leurs employés.

Ce programme a été institué à Cambridge Bay, Fort Simpson et Fort Smith et le sera également dans toutes les autres localités des T.N.-O. au cours de 1983-84.

La philosophie de ce programme est d'éduquer les résidents à un usage judicieux de l'électricité et en même temps, de les rendre responsables d'une portion du coût.

Récupération de la chaleur résiduelle

Aux systèmes de récupération de la chaleur résiduelle déjà en opération à Dawson City, Cambridge Bay, Igloolik, Rankin Inlet et Pelly Bay, s'est ajouté celui qui a été connecté au lac La Martre, en 1982. Ce dernier récupère la chaleur à la fois du manchon de refroidissement et de celui de l'échappement, une innovation de la Commission en ce qui a trait aux petits modules à haute vitesse. On a pu récupérer suffisamment de chaleur. L'école qui en a bénéficié n'a pas eu à recourir à d'autres sources depuis l'achèvement de ce projet.

Le Projet Whitehorse No. 4

La construction d'une addition hydraulique de 20 MW à l'usine déjà en place, à Whitehorse Rapids commençait en avril 1982 et à la fin de l'année, 60% des travaux étaient terminés. Les tests de dernier lieu sont prévus pour décembre 1983 et l'usine devrait entrer en opération au commencement de l'été 1984.

Génération

Des modules générateurs furent installés dans quatre usines des T.N.-O. au cours de l'année. A Hall Beach, un module de 300 kW et un autre de 200 kW furent achetés et installés pour remplacer des modules de plus petites dimensions, soit de 100 kW et de 175 kW. Un "genset" de 200 kW qui avait été enlevé d'Aklavik en 1981, a été reconditionné et installé à Repulse Bay pour remplacer un ancien module de 115 kW. Un autre de 130 kW a été acheté et installé à Wrigley pour remplacer un module de 75 kW endommagé, et un autre de 210 kW a remplacé un module de 175 kW à Ford Liard.

Deux "gensets" à turbine à gaz de 1300 kW aéroportables ont été achetés pour usage en cas d'urgence, dont un module a été installé temporellement.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

35th ANNUAL REVIEW

Errata Sheet

P. 6 Residual Heat Recovery

last three lines of paragraph should read

"Sufficient heat is being recovered to provide the full heating requirements of the school in the community. The school which receives the heat has used no other heat source since completion of the project."

P. 14 Hydro Investigations

reads "\$13.5 M"

should read "\$3.15 M"

Two 1300 kW flyable gas turbine driven gensets were purchased for emergency use, with one unit installed on a term basis at Norman Wells, to handle the fast rising electrical load in the community on a temporary basis until arrangements can be completed for additional permanent facilities. The second gas turbine unit is located at Yellowknife and is available for any Northern emergency requirements. The unit at Norman Wells will use flare gas as fuel, but can also be used on liquid fuel. Each unit weighing 37,000 pounds is self contained and packaged complete within a size suited for transport in a Hercules aircraft.

Distribution Systems Additions

During the year, 34 km of new line was added to the Commission's various distribution systems. These extensions provide electrical facilities to new housing developments, new industrial developments, new schools, new business establishments, airports, navigational aids, communication systems and street lighting systems.

Extensions were constructed at Spence Bay, Pelly Bay, Cape Dorset, Tuktoyaktuk, Cambridge Bay, Field, Fort Smith, Fort Good Hope, Pine Point, Frobisher Bay, Fort McPherson, Holman Island, Lac La Martre, Norman Wells, Mayo, Dawson City, Faro and Champagne, with major undertakings at Dawson City, Norman Wells, Repulse Bay and Baker Lake.

Major distribution maintenance programs were carried out throughout both Territories and at Field, B.C.

Approximately \$533,500 was recovered from various agencies for line extensions not normally recoverable in electric utility rates. These projects involved the supply of electrical services to nursing stations, communication links, navigational aids, airports and the relocation of portions of the various distribution systems in respect of new land surveys.

Plant Improvements

Major upgrading of the diesel plant cooling system was carried out at Dawson City, Yukon. Heat exchangers and external radiators were provided for each generating set, together with new fuel handling, air start and exhaust systems. The plant is no longer hand operated, and the city potable water no longer circulates through the engines in order to pick up heat. The residual heat recovery system remains unchanged beyond the confines of the plant. At Whale Cove, however, four feeders, the station service, and the plant lighting systems were upgraded. A third feeder breaker was installed at Rankin Inlet and a second feeder breaker was installed at Snowdrift.

airement à Norman Wells, pour répondre à la demande toujours croissante d'électricité dans cette localité, et ce, jusqu'à ce que des arrangements soient faits pour procurer des facilités additionnelles de façon permanente. L'autre turbine à gaz se trouve à Yellowknife et est disponible pour tous les cas d'urgence qui pourraient survenir au Nord. Le module à Norman Wells utilisera comme combustible du gaz récupéré des puits d'huile, mais pourra être également alimenté au combustible fluide. Chaque module qui pèse 37,000 livres, est complet et peut être emballé de telle sorte qu'il peut être transporté à bord d'un avion Hercules.

Additions aux réseaux de distribution

Au cours de l'année, 34 km de lignes ont été ajoutées aux différents réseaux de distribution de la Commission. Ces extensions procurent le service d'électricité aux nouveaux développements domiciliaires et industriels, aux nouvelles écoles, aux nouveaux établissements commerciaux, aux aéroports, aux aides de navigation, aux réseaux de communications et aux réseaux d'éclairage des rues.

Des extensions furent construites à Spence Bay, Pelly Bay, Cape Dorset, Tuktoyaktuk, Cambridge Bay, Field, Fort Smith, Fort Good Hope, Pine Point, Frobisher Bay, Fort McPherson, Holman Island, Lac La Martre, Norman Wells, Mayo, Dawson City, Faro et Champagne, avec des travaux en cours importants à Dawson City, Norman Wells, Repulse Bay et Baker Lake.

D'importants programmes d'entretien ont été complétés à travers les Territoires et à Field, C.B.

La somme approximative de \$533,500 a pu être recouverte de diverses agences, pour des lignes d'extension qui habituellement ne sont pas recouvrables dans les tarifs de service d'électricité. Ces projets comprenaient les service d'électricité aux stations sanitaires, aux réseaux de communications, aux aides de navigation, aux aéroports et la relocation de certaines portions des différents réseaux de distribution en égard à l'arpentage de nouveaux terrains.

Améliorations effectuées dans certaines usines

D'importantes améliorations ont été effectuées à l'usine du système de refroidissement diesel, à Dawson City, Yukon. On a ajouté à chaque générateur des "échangeurs" de chaleur et des radiateurs externes, ainsi que de nouveaux systèmes de combustible, de démarreur à air et d'échappement. L'usine n'est plus opérée manuellement et l'eau potable de la ville ne circule plus dans les moteurs pour en recueillir la chaleur. Le système de récupération de chaleur résiduelle n'a pas été changé au-delà des limites de l'usine. Cependant, à Whale Cove on a amélioré quatre

A study was conducted on the Snare/Yellowknife grid to determine a solution to the large voltage swings at Rae Edzo. The solution was found to lie in adding reactive compensation to the system. A suitable reactor no longer required at Whitehorse was transferred, along with other ancillary equipment, to Yellowknife. The installation was completed in November, 1982.

A 115 kV circuit breaker was added to the Ossberger generator bus at the Talston Hydro-Electric generating station on the Talston/Fort Smith/Pine Point grid. Improvements were also made to the protection on the four Ossberger generating units. This was the first phase of a three phase project which will eventually see the Ossberger generators tied into the supervisory systems from Fort Smith. The plant ventilation and air handling systems at Norman Wells were upgraded and skid mounted radiators replaced by outdoor units.

Water Management

All three Yukon hydro generating stations experienced close to average runoffs. There was an adequate water supply to permit year round full production at the Mayo and the Whitehorse Rapids hydro plants.

Because of the reduced system demand in the Whitehorse/Faro grid due to the Cyprus Anvil Mine closure, the Aishihik plant generation was nearly 50% below long term average. As a result, some 1.15 meters of storage was gained on the Aishihik Lake reservoir for potential future generation.

An over-winter spill program at Whitehorse Rapids was successfully carried out to accommodate spring construction work in the river channel associated with the Whitehorse No. 4 Project.

Runoffs at the Taltson River Station were significantly above normal and more than sufficient to provide year round full plant production.

In the aftermath of extremely low runoff in the Snare River basin during recent years, it was necessary to generate 20 GWh of baseload diesel in Yellowknife in the first few months of this fiscal year. Once spring runoff was well underway, no further baseload diesel generation was required due to adequate water supply. However, the slightly below normal runoff was not sufficient to provide significant carry over storage into the spring of 1983. An improved computerized inflow forecasting model was developed and utilized to develop operating strategies which minimized baseload diesel generation.

sources de ravitaillement, la station de service, de même que la centrale d'éclairage. Un troisième "brisant de ravitaillement" a été installé à Rankin Inlet et un deuxième à Snowdrift.

Une étude de l'accumulateur Snare/Yellowknife a été effectuée afin de trouver une solution aux oscillations de haute tension à Rae Edzo. On a suggéré d'ajouter une compensation réactive au système. Un réacteur qui n'était plus nécessaire à Whitehorse a été transporté à Yellowknife, en même temps que d'autres équipements auxiliaires. Cette installation était terminée en novembre 1982.

Un interrupteur de circuit de 115 kW a été ajouté au générateur Ossberger, à la station génératrice de Talston Hydro-Electric, sur l'accumulateur Talson/Fort Smith/Pine Point. Des améliorations ont été faites en vue de la protection des quatre modules générateurs Ossberger. Ceci constitue la première étape d'un projet à trois volets, qui verra éventuellement les générateurs Ossberger reliés aux systèmes contrôleurs de Fort Smith. On a aussi amélioré les systèmes de ventilation et de contrôle d'air à l'usine de Norman Wells, et les radiateurs à glisseurs ont été remplacés par des modules extérieurs.

Gestion hydraulique

Les trois usines hydrauliques du Yukon ont été alimentées par des fontes normales. Il y a eu suffisamment d'approvisionnement hydraulique pour permettre une pleine distribution aux usines hydrauliques de Mayo et de Whitehorse Rapids.

La fermeture de la Mine Cyprus Anvil a diminué la demande habituellement faite à l'accumulateur Whitehorse/Faro, ce qui a porté la génération de l'usine Aishihik à presque au-dessous de 50% de la moyenne à long terme. Il s'en est suivi un gain d'approvisionnement de 1.15 mètres au réservoir du Lac Aishihik, pour les besoins futurs.

Un programme hivernal d'écoulement a été mis sur pied avec succès à Whitehorse Rapids, ceci afin d'accommoder les travaux printaniers de construction dans le lit de la rivière impliquée dans le Projet de Whitehorse No. 4.

À la station de Talston River, les fontes furent significativement au-dessus de la normale et se sont avérées plus que suffisantes pour approvisionner l'usine l'année durant.

À la suite des fontes très réduites au bassin de Snare River, au cours des dernières années, il fut nécessaire de générer 20 GWh de "baseload diesel" à Yellowknife au cours des premiers mois de cette année d'exercice. Une fois les fontes commencées, aucune génération à ce carburant ne fut nécessaire puisque l'approvisionnement hydraulique fut suffisante. Cependant, les fontes qui furent quelque peu au-dessous de la normale n'ont pas suffi à procurer suffisamment d'approvisionnement hydraulique jusqu'au printemps 1983. À cet effet, on a conçu et utilisé un modèle d'ordinateur pouvant prévoir et appliquer des stratégies d'opérations qui ont minimisé la génération de "baseload diesel".

FINANCIAL

Financial Review

Revenue

Commission revenues in 1982/83 totalled \$79.3 M as compared to \$73.4 M in 1981/82. Power sales amounted to \$70.8 M reflecting a \$4.2 M increase over the prior year's total of \$66.6 M. The small increase reflects a substantial drop in sales volume combined with rate and fuel clause adjustments for the operating period.

Heat sales increased \$1.5 M to \$7.1 M. The change in sales value is primarily related to fuel clause adjustments implemented during the year.

A \$200,000 increase in other income accounts for the balance of revenue growth for the period.

Comparative rate zone revenues are as follows:

	1982/83	1981/82
N.W.T.	\$62.8 M	\$51.1 M
Yukon	\$16.1 M	\$22.0 M
Field, B.C.	\$338,000	\$257,000

Government consumers provided 42.3% of the electrical revenue derived by the Commission, non-government and domestic consumers provided 13.5%, industrial service provided 19.5% and wholesale deliveries provided 24.7%.

The non-coincidental system peak of 139,263 kW represents a decrease of 11,598 kW from the 1981/82 system peak of 150,861 kW.

The comparative rate zone system peaks are as follows:

	1982/83	1981/82
N.W.T.	78,163 kW	76,169 kW
Yukon	60,840 kW	74,447 kW
Field, B.C.	260 kW	245 kW

Electrical energy sales amounted to 615,864,000 kWh representing a decrease of 17.5% from the prior year's kWh sales of 747,499,000 kWh.

By rate zone, kWh sales are as follows:

	1982/83	1981/82
N.W.T.	359,247,000 kWh	381,202,000 kWh
Yukon	255,507,000 kWh	365,230,000 kWh
Field, B.C.	1,110,000 kWh	1,067,000 kWh

FINANCES

Revue des Finances

Revenu:

En 1982-83, les revenus de la Commission se chiffraient à \$79.3 M en comparaison de \$73.4 M en 1981-82. Les ventes d'électricité se chiffraient à \$70.8 M, représentant une augmentation de \$4.2 M sur le total de l'année précédente lequel était de \$66.6 M. Cette légère augmentation reflète une baisse substantielle dans le volume des ventes, combinée avec des clauses d'ajustements des taux et du combustible pour l'année d'opération.

Les ventes de chaleur ont augmenté de \$1.5 M à \$7.1 M. Le changement dans la valeur des ventes est dû en premier lieu aux clauses d'ajustements faites aux tarifs et combustible, au cours de l'année.

Une augmentation de \$200,000 dans les autres revenus est attribuable au revenu d'accroissement pour cette même période.

Les revenus comparatifs pour chaque zone tarifaire sont comme suit:

	1982/83	1981/82
T.N.-O.	\$62.8 M	\$51.1 M
Yukon	\$16.1 M	\$22.0 M
Field, C.B.	\$338,000	\$257,000

Les revenus d'électricité dérivés par la Commission peuvent se démarquer comme suit: 42.3% pour la consommation gouvernementale, 13.5% pour la consommation non-gouvernementale et domestique, 19.5% pour le service industriel et 24.7% pour la consommation en gros.

La charge maximale non-coincidentelle de 139,263 kW représente une réduction de 11,598 kW de la charge maximale de 150,861 kW en 1981/82.

Les charges maximales pour chaque zone tarifaire sont comme suit:

	1982/83	1981/82
T.N.-O.	78,163 kW	76,169 kW
Yukon	60,840 kW	74,447 kW
Field, B.C.	260 kW	245 kW

Les ventes d'énergie électrique se chiffraient à 615,864,000 kWh représentant une diminution de 17.5% sur les ventes de l'année précédente lesquelles étaient de 747,499,000 kWh.

Les ventes kWh pour chaque zone tarifaire sont comme suit:

	1982/83	1981/82
T.N.-O.	359,247,000 kWh	381,202,000 kWh
Yukon	255,507,000 kWh	365,230,000 kWh
Field, B.C.	1,110,000 kWh	1,067,000 kWh

Expenses

Operating expenses, exclusive of net interest expense, total \$57.162 M. This represents a decrease of \$1.820 M, or 3%, related to 1981/82 results of \$58.982 M.

Substantial fuel cost decreases were experienced in the Whitehorse, Yukon, system as a result of improved water levels and a decrease in diesel energy and peaking requirements due to a reduction in mining loads. Improved water conditions in the Snare/Yellowknife, N.W.T., system resulted in a reduction in fuel usage related to prior years experience.

Maintenance costs in the major hydro systems closely approximated 1981/82 levels. Maintenance costs in other locations were significantly reduced and contributed to the reduction in overall expenditures for the period.

Engineering and general administration increased \$544,000 over the prior period. The increase relates to a reduction in the capital program resulting in additional emphasis upon operational programs as well as incremental cost increases in personnel and supply cost.

Expenditures by rate zone are as follows:

	1982/83	1981/82
N.W.T.	\$56.0 M	\$50.6 M
Yukon	\$15.7 M	\$22.1 M
Field, B.C.	\$291,000	\$228,000

Net Income

Consolidated net income amounted to \$7.252 M and compares to net income of \$425,000 in 1981/82 and a net loss of \$400,000 in 1980/81. The comparable net income (loss) figures by rate zone for the current and preceding two years are:

	1982/83	1981/82	1980/81
N.W.T.	\$6,780,000	\$ 516,000	\$ 201,000
Yukon	\$ 425,000	\$(120,000)	\$(633,000)
Field, B.C.	\$ 47,000	\$ 29,000	\$ 32,000

The improvement in net income for the period resulted in eradication of the deficit retained earnings position of \$4.183 M at financial year end 1981/82. A positive retained earnings position of \$3.069 M is reported at March 31, 1983.

Capital Expenditure Program:

Capital expenditures totalled \$34.204 M. Ongoing expenditures at service locations amounted to

Dépenses

Les dépenses d'opération, excluant l'intérêt net, se totalisent à \$57.162 M. Ceci représente une baisse de \$1.820 M, soit 3% comparativement au chiffre de \$58.982 M pour 1981/82.

Le système Whitehorse, Yukon a expérimenté une diminution sensible dans le coût du combustible, ceci pouvant s'imputer à de meilleurs niveaux d'eau et à une diminution dans l'énergie diesel et les besoins de charge maximale des opérations minières. De meilleures conditions hydrauliques au système Snare/Yellowknife, T.N.-O. ont résulté en une baisse dans l'usage du combustible comparativement aux années antérieures.

Les coûts d'entretien des principaux systèmes hydrauliques se sont maintenus assez près de ceux de 1981/82. Par contre, les coûts d'entretien dans les autres locations ont considérablement baissé et ont ainsi contribué à la baisse des dépenses au cours de cette période.

La technologie et l'administration générale ont augmenté de \$544,000 comparées à l'année précédente. Cette augmentation est attribuée à une réduction dans le programme capital, ce qui a résulté à mettre plus d'accent sur les programmes opérationnels, de même que les coûts accrus du personnel et des approvisionnements.

Les dépenses par zone tarifaire sont les suivantes:

	1982/83	1981/82
T.N.-O.	\$56.0 M	\$50.6 M
Yukon	\$15.7 M	\$22.1 M
Field, B.C.	\$291,000	\$228,000

Revenu net:

Le revenu net consolidé se chiffrait à \$7.252 M et se compare au revenu net de \$425,000 pour 1981/82, et une perte nette de \$400,000 pour 1980/81. Les chiffres pour le revenu net (perte) comparable par zone tarifaire pour l'année courante et les deux années antérieures, sont comme suit:

	1982/83	1981/82	1980/81
T.N.-O.	\$6,780,000	\$ 516,000	\$ 201,000
Yukon	\$ 425,000	\$(120,000)	\$(633,000)
Field, B.C.	\$ 47,000	\$ 29,000	\$ 32,000

L'amélioration dans le revenu net pour cette période a résulté en l'éradication du déficit retenu au montant de \$4.183 M, à la fin de l'année 1981-82 et une position de bénéfices non répartis au montant de \$3.069 M au 31 mars 1983.

Programme de dépenses capitales:

Les dépenses capitales se chiffraient à \$34.204 M. Les dépenses en cours des aires de service se

\$3.609 M with the \$30.595 M balance issued as progress payments for work completed towards construction of the Whitehorse No. 4 turbine project. At year end, total capital assets at cost amounted to \$258.040 M, representing \$220.252 M in assets in service and \$37.788 M as projects under construction.

The projects under construction account reflects \$37.089 M in expenditures towards the completion of the Whitehorse No. 4 project and \$699.000 M for ongoing improvements at service locations.

Mine Shut-downs

Several major industrial customers, served by the Commission, temporarily discontinued their mining operations during the year, resulting in significantly reduced electrical generation and sales. United Keno Hill Mines Ltd., serviced by the Commission's hydro system in Mayo, Yukon, closed down their silver mining operation in June, 1982, reducing primary consumption by approximately 8,000,000 kWh. Cyprus Anvil Mining Corporation at Faro, Yukon, serviced by the Whitehorse/Aishihik/hydro system, also discontinued their lead-zinc mining operation in June, 1982, reducing consumption by approximately 140,000,000 kWh as compared to that anticipated during the year.

In January, 1983, Pine Point Mines Ltd. closed their lead-zinc mining operation at Pine Point, N.W.T., following a reduced level of activity in 1982. Electrical consumption during the fiscal year was reduced by approximately 35,000,000 kWh as compared to that anticipated.

Wholesale supply at Whitehorse, Yukon, was also affected by the closure of Whitehorse Copper Mines Ltd. at the end of 1982. Sales to Yukon Electrical Co. Ltd. were reduced by approximately 8,000,000 kWh during the remainder of the fiscal year and are expected to be reduced by 35,000,000 kWh per year in future years as a result of the permanent mine shut-down.

Low Water Surcharge and Removal

The necessity for above normal thermal (diesel) generation on the Whitehorse/Aishihik and Snare/Yellowknife systems was eliminated during the year because of the improved runoff into both the Aishihik hydro reservoir near Whitehorse, Yukon and the Snare hydro reservoir near Yellowknife, N.W.T. This improved hydro generation capability permitted the Commission to discontinue low water surcharges in September, 1982 which, of necessity, had been implemented at both locations in the summer of 1981.

chiffraient à \$3.609 M, laissant une balance de \$30.595 M destinée aux paiements progressifs pour les travaux achevés du projet Whitehorse No. 4. A la fin de l'année, les avoirs capitaux au coûtant se chiffraient à \$258.040 M représentant respectivement \$220.252 M d'actif en services et \$37.788 M en projets en voie de construction.

De ces projets en voie de construction, la somme de \$37.089 M est destinée à l'achèvement du projet Whitehorse No. 4 et \$699.000 M pour les améliorations en cours aux différentes aires de service.

Fermeture des mines

Plusieurs des clients industriels desservis par la Commission, ont discontinué leurs opérations minières au cours de l'année, ce qui a résulté en une diminution sensible dans le taux de la génération électrique et des ventes de service. La United Keno Hill Mines Ltd., desservie par le système hydraulique de Mayo, Yukon, a fermé sa mine d'argent en juin 1982, réduisant ainsi la consommation primaire de 8,000,000 kWh approximativement. La Cyprus Anvil Mining Corporation, à Faro, Yukon, desservie par le système Whitehorse/Aishihik, a aussi discontinué ses opérations minières (plomb/zinc) en juin 1982, réduisant la consommation de 140,000,000 kWh approximativement, comparativement à ce qui avait été prévu durant l'année.

En janvier 1983, Pine Point Mines Ltd. terminait ses opérations minières (plomb/zinc) à Pine Point, T.N.-O., faisant suite à un niveau réduit d'activités en 1982. La consommation électrique au cours de l'année d'exercice était réduite de 35,000,000 kWh approximativement, comparativement à ce qui avait été prévu.

L'approvisionnement en gros à Whitehorse, Yukon, a aussi été affecté par la fermeture de Whitehorse Copper Mines Ltd., à la fin de 1982. Les ventes à Yukon Electrical Co. Ltd. étaient réduites de 8,000,000 kWh approximativement au cours de la balance de l'année d'exercice et on prévoit une réduction annuelle de 35,000,000 kWh au cours des prochaines années, résultant de la discontinuation des opérations minières.

Surcharge pour pénurie d'eau et enlèvement

Au cours de l'année, il n'a pas été nécessaire de recourir à la génération au diesel, à Whitehorse/Aishihik et à Snare/Yellowknife à cause d'une meilleure alimentation hydraulique des réservoirs de Aishihik, près de Whitehorse, Yukon, et de Snare, près de Yellowknife, T.N.-O. Cette augmentation a permis à la Commission de discontinuer les surcharges pour pénurie d'eau en septembre 1982, lesquelles avaient été nécessaires à ces deux endroits au cours de l'été 1981.

Rates

All proposed rate increases for implementation in Yukon and Northwest Territories during 1982/83 were filed in advance for review by the respective Territorial Public Utilities Boards. The rate recommendations of each Board were subsequently accepted and base rate adjustments were implemented in June, 1982, representing an average increase of 21.6% in Yukon and 16.3% in the Northwest Territories. Included in the rate increases were low water surcharges for customers serviced by the Whitehorse/Aishihik and Snare/Yellowknife hydro systems. The low water surcharges were subsequently eliminated, however, in September, 1982 following improved water reservoir levels over that experienced in 1981/82, permitting resumption of normal hydro generation.

Rate adjustment proposals scheduled for April, 1983 were filed with Yukon and Northwest Territories Public Utilities Board in February, 1983. The adjustments in all areas were limited to 6% across-the-board in accordance with Canada's 6% pricing restraint guideline. Because of the major sales reductions anticipated in 1983/84 caused by the shut-down of several mining operations in Yukon and Northwest Territories, further rate increases are expected to be necessary during the next fiscal year to comply with the financial requirements of the NCPC Act, unless alternate financing arrangements can be made with Canada.

PERSONNEL

Employee Relations

Reliability of service is the direct result of the endeavours and dedication of the Commission's employees. Essential services are maintained in very difficult circumstances, including sub-arctic temperatures and isolated conditions. The Commission appreciates the commitment and determination of its employees to maintain a continuing high level of service. With this resolve on the part of its staff, the Commission looks forward in confidence to providing continued reliable service to its northern customers.

The Commission negotiated and signed a Collective Agreement with its union employees, represented by the Public Service Alliance of Canada (PSAC), in June of 1982. The Contract was to be in force until December 31, 1983, but the Public Sector Compensation Restraint Act, better known as 6% and 5%, was implemented during the year. The Federal 6% and 5% Program extends

Tarifs

Les augmentations de tarifs pour application au Yukon et dans les Territoires du Nord-ouest, au cours de 1982-83, furent tout d'abord présentées pour approbation aux deux Régies des Services Publics territoriales. Les recommandations tarifaires de chaque Régie ont été subséquemment acceptées et les ajustements de taux mis en vigueur en juin 1982, ce qui représente une augmentation moyenne de 21.6% au Yukon et de 16.3% dans les Territoires du Nord-Ouest. Les surcharges pour pénurie d'eau étaient incluses dans ces augmentations aux clients desservis par les systèmes hydrauliques de Whitehorse/Aishihik et de Snare/Yellowknife. Cependant, ces surcharges ont par la suite été annulées étant donné les niveaux plus élevés des réservoirs au cours de 1981/82, permettant ainsi une génération hydraulique normale.

Les ajustements tarifaires proposés pour avril 1983 ont été soumis succinctement à la Régie des Services Publics territoriales du Yukon et à celle des Territoires du Nord-ouest, en février 1983. Ces ajustements dans tous les domaines se sont limités à 6% selon la pratique fédérale établie. À cause d'une réduction majeure de ventes prévue pour 1983-84, à la suite de la fermeture de plusieurs opérations minières, tant au Yukon que dans les Territoires du Nord-Ouest, on s'attend à ce que d'autres augmentations s'avèrent nécessaires au cours de la prochaine année d'exercice afin de se conformer aux directives financières de l'Acte de la CENC, à moins que des arrangements financiers alternatifs puissent être conclus avec le Canada.

PERSONNEL

Relations avec les employés

Le bon fonctionnement du service est le résultat direct du rendement et de la motivation des employés de la Commission. Les services essentiels sont maintenus dans des circonstances très adverses, incluant des températures sous-arctiques et des conditions isolées. La Commission apprécie le dévouement et la détermination de ses employés à maintenir un service de haute qualité en tout temps. Avec une telle détermination de la part de son personnel, la Commission peut anticiper avec confiance de continuer à dispenser un service efficace à tous ses clients du Nord.

En juin 1982, la Commission négociait et ratifiait une entente collective avec ses employés syndiqués, qui sont représentés par l'Alliance de la Fonction publique du Canada. Le contrat est en vigueur jusqu'au 31 décembre 1983, mais la loi sur les restrictions salariales du secteur public, mieux connu comme étant le Programme 6-5, a été mise en force au cours de l'année. Ce programme 6-5 prolonge donc l'entente collective jusqu'en décembre 1984, et contrôle les augmentations de salaires pour tous les

the Collective Agreement until December 31, 1984, and sets wage increases for all NCPC employees at a maximum of 6% and 5%. The Act has also provided that NCPC utilize 6% and 5% when instituting utility rate increases commencing April 1, 1983.

Work force positions filled at year end totalled 342 permanent staff and 24 contract operators, compared to 348 approved permanent positions. Staff on force during the year averaged 337 employees. During the year, a total of 371 person years were employed by the Commission. Positions located North of 60° totalled 234.

Long Service Awards were presented to 15 employees completing significant years of service with the Commission. Included were one 30 year award, one 20 year award, three 15 year awards and nine 10 year awards.

Supervisory Training

Supervisory Management Training was continued during 1982. Due to the prevailing economic situation and the large number of employees requiring Level 1 Supervisory Training, the Training Program was moved from Head Office in Edmonton to individual field locations. With the emphasis being placed on the Level 1 Course during 1982 and to continue into 1983, the Level 2 Supervisory Training will not commence until 1984.

Trades Training

Department of National Defence, Diesel Technician Training continued at Canadian Forces base, Chilliwack, B.C., with a total of four Commission employees graduating from the school. Attempts were underway with DND officials to seek acceptance of our employees at one level of training higher than the present level. Higher level training was identified since some of the Commission's employees have qualifications and experience to benefit from the advanced program.

Related to on-the-job training, 16 northern employees continued successful studies in the N.W.T. Power Engineer, Electrician, Diesel Mechanic Apprenticeship Trades Program and Stationary Engineer Program.

An "In-House" Plant and System Operator Training Program was instituted for all Plant System Operators. This is a Certificate Program similar to an Apprenticeship Program. The Training Program is mandatory for new operators and voluntary for existing operators. A total of 97% of all existing operators volunteered to take the Program.

employés de la CENC à un maximum de 6% et de 5%. La Loi prévoit également à ce que la CENC applique cette même formule de 6-5 aux augmentations des tarifs utilitaires, à compter du 1er avril 1983.

À la fin de l'année, on comptait 342 employés permanents et 24 opérateurs à contrat, comparativement à 348 positions permanentes approuvées. Le personnel en place au cours de l'année était en moyenne au nombre de 337 employés. Au cours de l'année, un total de 371 "personnes-années" étaient employées par la Commission. Les positions au nord du 60° parallèle se totalisaient à 234.

Des gratifications pour longs services furent présentées à 15 employés ayant complété un nombre significatif d'années de service avec la Commission. Parmi ces personnes, il y avait un employé qui comptait 30 années, un autre 20, trois 15, et finalement neuf, 10 ans de service.

Formation du personnel-cadre

Ce programme s'est continué durant 1982. À cause de la situation économique prévalente et du grand nombre d'employés requérant une formation au niveau I, le programme qui se déroulait au siège social d'Edmonton s'est subséquemment continué aux différentes stations. En portant une attention spéciale au niveau I durant 1982 pour se continuer en 1983; le niveau II ne commencera pas avant 1984.

Formation de techniciens

Le programme "Department of National Defence, Diesel Technician Training" s'est continué à la base des Forces canadiennes à Chilliwack, C.B. et quatre des employés de la Commission ont gradué. Des représentations ont été faites auprès du personnel cadre de DND pour qu'ils acceptent nos employés à un niveau de formation supérieur à celui actuel. Ce niveau supérieur a été reconnu puisque les employés de la Commission ont des qualifications et de l'expérience beaucoup plus appropriées à un programme plus avancé.

En ce qui a trait à la formation pratique (au travail), 16 employés du Nord ont poursuivi avec succès des études dans les T.N.-O. (Programme d'apprentissage d'ingénieur stationnaire, mécanicien diesel, ingénieur de pouvoir, électricien).

On a institué un programme de formation pour opérateurs de "in-house plant and system" pour le bénéfice de tous les opérateurs d'usines. Il s'agit d'un programme qui octroie un certificat semblable au programme d'apprentissage. Ce programme de formation est obligatoire pour tous les nouveaux opérateurs et est sur une base volontaire pour les opérateurs déjà en place. Un total de 97% des opérateurs en place se sont inscrits pour suivre le programme.

Safety

For the third consecutive year, NCPC employees earned the Canadian Electrical Association Award in recognition of a 25% improvement in the accident frequency rate, compared with the previous three years. Field Supervisors and Union Representatives attended Safety Seminars conducted at the parents plants entitled "The Legal Aspects of Safety". A Safety Award Incentive Program is being formulated and proposed to be instituted in 1983.

PLANNING

Peat Marwick Study

The Sub-Committee of the Standing Committee on Indian Affairs and Northern Development in April, 1982 issued its report on Electrical Power North of 60°.

A study was commissioned by DIAND on the role and mandate of NCPC as a first phase and a second phase study to gather and synthesize information that would indicate the impact of various alternative institutional and financial arrangements for the provision of electrical power North of 60°. These studies were undertaken by Peat Marwick Ltd. The study on a role and mandate was issued in October, 1982. No action plan has yet evolved from the first report.

At year's end, the second phase study had not yet been finalized or issued.

Atlin Lake Storage

An environmental study pertaining to the Commission's proposed Atlin Lake Storage Development was completed by year end. The report will be reviewed before proceeding further with the planning of the project. The project would provide additional hydro generation capability at the Whitehorse Rapids hydro plant, optimizing operation of this plant following commissioning of No. 4 unit. No decision had been taken by the Commission at year end regarding the processing of necessary water license applications to permit construction of this project.

Hydro Investigations

Continuing escalation of diesel fuel prices and the consequent rise in the cost of diesel generated electricity resulted in an active investigation program to seek hydraulic alternatives to diesel generation. The \$13.5 M Federally funded Yukon Hydro Investigation Program was completed in early 1983. The three year program examined a number of potential hydro sites of various sizes. Originally,

Sécurité

Pour la troisième année consécutive, les employés de la CENC ont reçu la "Canadian Electrical Association Award" afin de souligner l'amélioration de 25% dans le taux des accidents, comparativement aux trois années précédentes. Les administrateurs des différentes stations, ainsi que les représentants syndicaux ont participé à ces séminaires de sécurité dont le thème était "Les aspects légaux de la sécurité." Un programme de stimulation est en voie de préparation et devrait être mis en place in 1983.

PLANIFICATION

L'étude Peat Marwick

Le sous-comité du Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord a déposé son rapport en avril 1982, concernant le pouvoir électrique au nord du 60° parallèle.

Une étude a été mandatée par le ministère en ce qui a trait au rôle et au mandat de la CENC comme première étape, et la seconde est de recueillir et de synthétiser des arrangements institutionnels et financiers alternatifs pour distribuer l'électricité au nord du 60° parallèle. Ces études sont faites par la firme Peat Marwick Ltd. L'étude sur le rôle et le mandat a été soumise en octobre 1982. Aucune suite n'a été donnée à ce premier rapport.

A la fin de l'année, la seconde phase de l'étude n'était pas finalisée ou présentée.

Entreposage à Atlin Lake

Une étude de l'environnement faisant suite à un projet d'entreposage à Atlin Lake, soumise par la Commission, a été complétée à la fin de l'année. Le rapport soumis sera étudié avant de procéder à la planification de ce projet. Le projet en question permettrait l'augmentation de la capacité hydraulique à l'usine de Whitehorse Rapids, optimisant les opérations de cette usine, après que les derniers tests seraient effectués au projet No. 4. Aucune décision n'était prise par la Commission à la fin de l'année concernant l'obtention des permis requis pour entreprendre la construction de ce projet.

Investigations hydrauliques

L'escalade toujours en cours des prix du diesel et l'augmentation qui s'en suit dans le coût de la génération au diesel ont donné lieu à un programme de recherche afin de trouver des alternatives hydrauliques à cette dernière. Le programme "Yukon Hydro Investigation" subventionné par le fédéral, au coût de \$13.5 M, s'est terminé tôt en 1983. Ce programme de trois ans a étudié un nombre de sites hydrauliques potentiels de différentes dimensions. Originellement, le programme a été mis sur pied pour faire suite à la

the program began as a response to the possible construction of the Alaska Gas Pipeline and a perceived need for electrical power should the compressor stations be electrified. Two large sites, Granite Canyon on the Pelly River and a designated site, Mid-Yukon on the Yukon River, were investigated for this purpose. Both of these were judged as technically feasible. They would also be economically feasible if full usage could be attained. Further work at these sites has been put on hold pending the development of economic level of load.

To provide for a reduced potential load growth and to displace diesel generation, several smaller sites were investigated; these included False Canyon on the Francis River, Hoole Canyon on the Pelly River and Ross Canyon on the Ross River. All three of these are technically feasible and would be economically feasible if their full capacity would be utilized. As part of our on-going generation planning, additional investigation funds have been requested and further feasibility work will be carried out at Hoole Canyon upon the approval of funds. NCPC load forecasts indicate a station of this size could be required by 1995.

A smaller diesel displacement site on Squanga Creek appears economic and feasible. Further feasibility and engineering to verify this are contemplated for the future.

Water diversions to improve the hydraulic capabilities of the Aishihik systems were discarded after preliminary investigation.

The Commission also carried out preliminary studies of potential hydro projects at a site near Norman Wells, and the Emile Diversion Project. These Investigations Programs were funded by NCPC. Analysis of the reports determined that the Emile Diversion Project be eliminated, and that Norman Wells Project merits further study.

NEB Inquiry

In February 1983, the National Energy Board announced that, at the request of the Minister of Indian Affairs and Northern Development, an inquiry would be held to advise the Minister on the determination of the cost of service, principles of rate design, general principles of rate making and the method by which NCPC is regulated. This inquiry will begin in June, 1983.

construction possible du "Alaska Gas Pipeline" et au besoin éventuel d'électricité advenant le cas que les stations "refoulantes" soient électrifiées. A cette fin, on a étudié avec soin deux sites importants, Granite Canyon sur la rivière Pelly, et un site désigné, Mid-Yukon, sur la rivière Yukon. Il a été conclu que ces sites étaient appropriés du point de vue technique. Ils seraient également économiques si l'usage peut en être tiré au maximum. Les travaux sont présentement en suspens à ces deux endroits, sujets au développement d'un niveau de charge économique.

En prévision d'un ralentissement potentiel dans le niveau de charge, et pour déplacer la génération diesel, plusieurs petits sites ont été mis à l'étude; notamment False Canyon sur la rivière Francis, Hoole Canyon sur la rivière Pelly et Ross Canyon sur la rivière Ross. Ces trois sites semblent appropriés techniquement et économiquement si on les utilise à pleine capacité. Faisant partie de notre planification sur la génération en cours, des fonds additionnels ont été requis en prévision d'autres recherches et des travaux de sondage continueront à Hoole Canyon, dès que nous aurons reçu la confirmation de ces fonds. Les prévisions de la CENC indiquent qu'une station de cette dimension sera nécessaire en 1995.

Un site diesel plus petit, à Squanga Creek, semble possible et économique. Les moyens nécessaires pour le vérifier sont prévus.

Après une enquête initiale, on a abandonné le projet de diversion afin d'améliorer les capacités hydrauliques des systèmes Aishihik.

La Commission a aussi fait des études initiales de projets hydrauliques potentiels, près de Norman Wells et à Emile Diversion Projet. Ces programmes de recherches sont subventionnés par la CENC. L'analyse des rapports a déterminé que le projet Emile Diversion soit éliminé, mais par contre, que le projet Norman Wells méritait d'être étudié davantage.

Enquête de la ONE

En février 1983, l'Office national de l'Energie annonçait qu'une enquête serait menée pour faire suite à une demande du Ministre des Affaires indiennes et du Développement du Nord, pour l'informer de la détermination du coût de service, des principes qui régissent la formulation et l'application des tarifs, et la méthode par laquelle la Commission est régularisée. Cette enquête commencera en juin 1983.

AGREEMENTS

Residual Heat Agreements

The expanded energy conservation program initiated by the Commission during 1981/82 resulted in the endorsement of a number of residual heat supply Agreements with the Northwest Territories Government. Agreements were endorsed during the year covering the supply of waste heat generated by various Commission diesel-electric plants at Cambridge Bay, Coppermine, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet, N.W.T. The Agreements are designed to improve the financial viability of extracting available waste heat wherever feasible, thereby reducing total fuel consumption. The waste heat is provided free of charge to Government agencies provided that all capital, maintenance and incremental operating costs attributable to this supply are borne by the user.

Similar Agreements were under negotiation with the Yukon Government at year end.

ENTENTES

Les ententes concernant la chaleur résiduelle

Le programme de conservation énergétique initié par la Commission au cours de 1981-82 a résulté en l'endossement d'un certain nombre d'ententes d'approvisionnement de chaleur résiduelle avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

Ces ententes ont été endossées au cours de l'année, couvrant l'approvisionnement de la chaleur récupérable, générée par différentes usines diesel-électrique de la CENC à Cambridge Bay, Coppermine, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay et Rankin Inlet, T.N.-O. Ces ententes ont pour but d'améliorer la viabilité financière de mettre à profit la chaleur récupérable, là où c'est possible, par le fait même réduisant la consommation totale du combustible. La chaleur récupérable est octroyée sans frais aux agences gouvernementales pourvu que les coûts de capital, d'entretien et d'opérations encourus à cette fin, soient défrayés par l'utilisateur.

D'autres ententes semblables étaient en voie de négociation avec le gouvernement du Yukon, à la fin de l'année.



AUDITOR'S REPORT

The Honourable John Carr Munro, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1983 and the statements of operations and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1983 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Kenneth M. Dye, F.C.A.
Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario
June 1, 1983

RAPPORT DU VERIFICATEUR

L'honorable John Carr Munro, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1983 ainsi que l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1983 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Kenneth M. Dye, F.C.A.
Le vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)
le 1 juin 1983

**STATEMENT OF OPERATIONS
AND RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1983**

**ETAT DES RESULTATS
ET DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1983**

	1983	1982	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Revenues			Revenus
Sale of power	\$70,826	\$66,598	Vente de courant
Sale of heat	7,098	5,602	Vente de chaleur
Other	1,333	1,163	Autres
	<u>79,257</u>	<u>73,363</u>	
Expenses			Dépenses
Operations and maintenance	45,200	48,168	Exploitation et entretien
Depreciation	6,971	6,367	Amortissement
Engineering and general administration (Note 7)	4,991	4,447	Administration générale et services de génie (note 7)
	<u>57,162</u>	<u>58,982</u>	
Income before interest expense, net	22,095	14,381	Bénéfice avant la dépense d'intérêt, nette
Interest expense, net (Note 8)	<u>14,843</u>	<u>13,956</u>	Dépense d'intérêt, nette (note 8)
Net income for the year	7,252	425	Bénéfice net pour l'exercice
Deficit at beginning of the year	<u>(4,183)</u>	<u>(4,608)</u>	Déficit au début de l'exercice
Retained earnings (deficit) at the end of the year	<u>\$ 3,069</u>	<u>\$ (4,183)</u>	Bénéfices non répartis (déficit) à la fin de l'exercice

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1983**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1983**

	1983	1982	
	(thousands of dollars)	(en milliers de dollars)	
Source of working capital			Provenance du fonds de roulement
Operations			Exploitation
Net income for the year	\$ 7,252	\$ 425	Bénéfice net pour l'exercice
Items not requiring an outlay of funds			Eléments n'exigeant aucune mise de fonds
Depreciation	6,971	6,367	Amortissement
Property and equipment written off	11	1	Radiation de biens-fonds et de matériel
	<u>14,234</u>	<u>6,793</u>	
 Loans from Canada	 36,954	 9,600	 Emprunts auprès du Canada
Interest capitalized			Intérêts capitalisés
on loans from Canada	2,503	382	sur les emprunts auprès du Canada
Proceeds on disposal of			Produit à l'aliénation de
property and equipment	4	61	biens-fonds et de matériel
	<u>53,695</u>	<u>16,836</u>	
 Application of working capital			 Utilisation du fonds de roulement
Additions to property and equipment	34,204	9,488	Additions aux biens-fonds et au matériel
Reduction of loans from Canada	6,757	6,186	Diminution des emprunts auprès du Canada
	<u>40,961</u>	<u>15,674</u>	
 Increase in working capital	 12,734	 1,162	 Augmentation du fonds de roulement
Working capital at beginning of the year	5,962	4,800	Fonds de roulement au début de l'exercice
 Working capital at end of the year	 <u>\$18,696</u>	 <u>\$ 5,962</u>	 Fonds de roulement à la fin de l'exercice
 The accompanying notes are an integral part of the financial statements			 Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**BALANCE SHEET AS AT
MARCH 31, 1983**

ASSETS

ACTIF

	1983	1982	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Property and equipment			Biens-fonds et matériel
In service (Note 3)	\$170,256	\$172,272	En service (note 3)
Projects under construction	37,788	8,554	Construction en cours
	<u>208,044</u>	<u>180,826</u>	
Current			A court terme
Cash	19,850	6,194	Encaisse
Accounts receivable			Débiteurs
Utilities	10,056	11,750	Services publics
Other	1,911	1,547	Autres
Inventories, at cost			Stocks, au prix coûtant
Fuel and lubricants	9,526	9,678	Combustibles et lubrifiants
Other supplies	2,360	2,336	Autres fournitures
	<u>43,703</u>	<u>31,505</u>	
	<u>\$251,747</u>	<u>\$212,331</u>	

Approved:

Approuvé:

le Contrôleur



Comptroller

**BILAN AU
31 MARS 1983**

LIABILITIES

PASSIF

	1983	1982	
	(thousands of dollars)	(thousands of dollars)	
	(en milliers de dollars)	(en milliers de dollars)	
Long-term			A long terme
Loans from Canada (Note 4)	<u>\$223,671</u>	<u>\$190,971</u>	Emprunts auprès du Canada (note 4)
Current			A court terme
Due to Canada (Note 4)			Dû au Canada (note 4)
Overdue instalments and related interest	9,192	9,192	Versements en retard et intérêt y relié
Current portion of long-term loans	6,757	6,186	Tranche à court terme de la dette à long terme
Accounts payable	6,704	9,163	Créditeurs
Contractors' holdbacks	<u>2,354</u>	<u>1,002</u>	Retenues de entrepreneurs
	<u>25,007</u>	<u>25,543</u>	
	248,678	216,514	

EQUITY OF CANADA

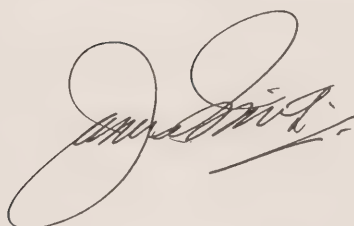
AVOIR DU CANADA

Retained earnings (deficit)	<u>3,069</u>	<u>(4,183)</u>	Bénéfices non répartis (déficit)
	<u>\$251,747</u>	<u>\$212,331</u>	

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

le Président



Chairman

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission, formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948, is a Schedule C Crown corporation and operates under the Northern Canada Power Commission Act.

As a Schedule C Crown corporation, the Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding years. A summary of the significant accounting policies of the Commission is presented as follows:

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct payments for goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

Losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off to operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of property and equipment retired less disposal proceeds is charged to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation on property and equipment in service prior to March 31, 1977, financed by loans from Canada, excepting the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The associated loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Assets placed in service subsequent to March 31, 1977, as well as the Head Office building and property and equipment purchased from internally generated funds, are depreciated on a straight line basis.

1. Autorisation et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, auparavant la "Northwest Territories Power Commission" établie en 1948, est une société de la Couronne à l'Annexe C et elle a été établie par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

En tant que société de la Couronne figurant à l'annexe C, la Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada.

2. Conventions comptables

Ces états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés convenables vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Le résumé des conventions comptables importantes de la Commission est présenté ci-après:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à la valeur nominale, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les paiements directs de biens et de services, le coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt, au taux régnant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la construction et une partie des frais des services de génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Les pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel à la suite de circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui n'ont pas été introduits dans le cycle de production, sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Lors des retraits ordinaires, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation est imputé à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats.

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel utilisés avant le 31 mars 1977 et financés au moyen d'emprunts auprès du Canada, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts connexes sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les éléments d'actif utilisés après le 31 mars 1977, de même que l'immeuble du siège social et les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, sont amortis selon la méthode linéaire.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	10-15 years
Motor vehicles	4 years

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for decline in value of slow-moving inventory.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives suivantes:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Edifices	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie à l'endroit de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.

3. Property and equipment in service

	1983	1982
	(thousands of dollars)	
Electric power plants	\$167,105	\$163,751
Transmission and distribution systems	37,460	36,210
Other utilities	5,006	5,053
Staff accommodation	3,776	3,800
Warehouses, motor vehicles and general facilities	6,905	6,776
	<u>220,252</u>	<u>215,590</u>
Less accumulated depreciation	<u>49,996</u>	<u>43,318</u>
	<u>\$170,256</u>	<u>\$172,272</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any instalment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1983, loans for capital expenditures carried interest at rates ranging from 4% to 15.625%, with a weighted average interest rate of 10.53%.

3. Biens-fonds et matériel en service

	1983	1982
	(en milliers de dollars)	
Centrales hydro-électriques	\$167,105	\$163,751
Réseaux de transmission et de distribution	37,460	36,210
Autres services	5,006	5,053
Locaux du personnel	3,776	3,800
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	6,905	6,776
	<u>220,252</u>	<u>215,590</u>
Moins l'amortissement accumulé	<u>49,996</u>	<u>43,318</u>
	<u>\$170,256</u>	<u>\$172,272</u>

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses d'immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt au taux régnant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt en entier comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1983, les emprunts pour les dépenses d'immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 4% à 15.625%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 10.53%

Loans from Canada mature as follows:

(thousands of dollars)

1984	\$ 6,757
1985	8,326
1986	8,769
1987	9,179
1988	9,629
1989-2024	<u>187,768</u>
	230,428
Deduct current portion	<u>6,757</u>
	<u>\$223,671</u>

In 1983, the Commission borrowed \$36,954,000 (\$9,600,000 in 1982) from Canada at an average interest rate of 13.115% and paid to Canada \$22,955,000 (\$22,091,000 in 1982), including interest of \$16,769,000 (\$16,365,000 in 1982).

In addition to the above, amounts due to Canada include \$9,192,000, comprising overdue instalments of principal, \$2,203,000, and interest, \$6,989,000, which fell due on March 31, 1977 and which remains unpaid. Interest at 7.35% is paid annually on the overdue instalments.

5. Hydro investigation studies

The Commission, with the approval of the Governor in Council, is carrying out special investigation studies on the hydro-generation potential of the mid-Yukon, with authorized funding not to exceed \$3,150,000. The studies are to be completed by September 30, 1983 and any undisbursed funds are to be refunded to Canada. If these studies result in the provision of electricity for consumption, the funds provided for the studies will become repayable, with accrued interest, to Canada.

At March 31, 1983, the Commission had received funding of \$3,150,000 for these studies and had incurred expenditures of \$3,124,000 (\$2,926,000 in 1982). The unexpended balance of \$26,000 is included in accounts payable at March 31, 1983 (\$224,000 in 1982).

6. Pensions

During the year, the Commission paid \$641,000 (\$518,000 in 1982) in respect of current contributions to the Public Service Superannuation Account of the Government of Canada. The Account is actuarially valued every five years. The Commission's liabilities are limited to its contributions.

7. Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$598,000 (\$777,000 in 1982) allocated to capital and recoverable projects.

Les emprunts auprès du Canada viennent à échéance de la façon suivante:

(en milliers de dollars)

1984	\$ 6,757
1985	8,326
1986	8,769
1987	9,179
1988	9,629
1989-2024	<u>187,768</u>
	230,428
Déduire la tranche à court terme	<u>6,757</u>
	<u>\$223,671</u>

En 1983, La Commission a emprunté \$36,954,000 (\$9,600,000 en 1982) du Canada à un taux d'intérêt moyen de 13.115% et a versé au Canada \$22,955,000 (\$22,091,000 en 1982) y compris des intérêts de \$16,769,000 (\$16,365,000 en 1982).

En plus de ce qui précède, les sommes dues au Canada comprennent \$9,192,000, comportant des versements en souffrance de capital, \$2,203,000, et d'intérêt, \$6,989,000, qui vinrent à échéance le 31 mars 1977 et qui demeurent impayés. L'intérêt à 7.35% est payé annuellement sur les versements en souffrance.

5. Etudes de sites hydro-électriques

Avec l'approbation du gouverneur en conseil, la Commission effectue des études spéciales de sites en puissance pour la production d'énergie hydro-électrique dans le centre du Yukon pour lesquelles elle recevra des versements ne dépassant pas \$3,150,000. Ces études doivent se terminer d'ici le 30 septembre 1983 et tous les fonds non utilisés devront être remboursés au Canada. Si ces études mènent à la production d'énergie électrique à des fins de consommation, les fonds fournis pour les études devront être remboursés, avec un intérêt couru, au gouvernement du Canada.

Au 31 mars 1983, la Commission avait reçu un financement de \$3,150,000 pour ces études et a effectué des dépenses de \$3,124,000 (\$2,926,000 en 1982). Le solde non dépensé de \$26,000 est compris dans les comptes créditeurs au 31 mars 1983 (\$224,000 en 1982).

6. Pension de retraite

Au cours de l'exercice, la Commission a versé \$641,000 (\$518,000 en 1982) en guise de cotisations courantes au Compte de pension de retraite de la Fonction publique du gouvernement du Canada. Le Compte fait l'objet d'une évaluation actuarielle tous les cinq ans. Le passif de la Commission se limite à ses cotisations.

7. Dépenses d'administration générale et de génie

Les dépenses d'administration générale et de génie ont été réduites d'une somme de \$598,000 (\$777,000 en 1982) attribuée aux projets d'immobilisations et aux projets à recouvrer.

8. Interest expense

	1983	1982
	(thousands of dollars)	
Paid on		
long-term debt	\$16,769	¢16,365
Earned on		
short-term investments	(1,926)	(2,409)
	<u>\$14,843</u>	<u>\$13,956</u>
Capitalized on loans	2,503	382
Rate of interest		
on capitalization	14.515%	15.05%

9. Commitments

At March 31, 1983, the estimated committed cost to complete capital projects under construction is approximately \$24,674,000 (\$51,744,000 in 1982).

10. Insurance

The Commission purchases catastrophe insurance on specified assets as protection against major losses up to \$20,000,000. Business liability insurance coverage is maintained in an amount considered necessary to provide adequate protection to the Commission. Other coverage in effect includes fleet, aircraft, airstrip, boiler and comprehensive general liability insurance. Special coverage on major projects under construction is purchased by the Commission, or by its contractors if required by the Commission.

11. Related party transactions

In addition to the transactions with the Government of Canada described in Notes 4, 5 and 6, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice (Canada).

The Commission has significant transactions with Canada and its agencies, as well as with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory. These transactions and resulting balances comprise:

	1983	1982
	(thousands of dollars)	
Sale of power		
and heat	\$36,529	\$29,259
Purchase of fuel	6,460	5,496
Accounts receivable	4,277	3,822
Accounts payable	1,593	2,838

8. Dépense d'intérêt

	1983	1982
	(en milliers de dollars)	
Versé sur la dette		
à long terme	\$16,769	\$16,365
Gain sur les placements		
à court terme	(1,926)	(2,409)
	<u>\$14,843</u>	<u>\$13,956</u>
Capitalisé sur		
les emprunts	2,503	382
Taux d'intérêt sur		
la capitalisation	14.515%	15.05%

9. Engagements

Au 31 mars 1983, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations en construction se chiffrait à environ \$24,674,000 (\$51,744,000 en 1982).

10. Assurance

La Commission achète de l'assurance contre les catastrophes à l'égard d'éléments d'actif particuliers en guise de protection contre des pertes importantes pouvant aller jusqu'à \$20,000,000. Elle achète également de l'assurance de responsabilité commerciale d'un montant jugé nécessaire pour protéger convenablement la Commission. Les véhicules automobiles, les aéronefs, la piste d'atterrissage et la chaudière sont protégés il existe une assurance de responsabilité générale tous risques. La Commission ou les entrepreneurs, si la Commission les oblige à le faire, achètent une assurance spéciale visant les travaux de construction importants en cours.

11 Opérations entre apparentés

En plus des opérations avec le gouvernement du Canada mentionnées aux notes 4, 5 et 6, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.

La Commission effectue en nombre appréciable de transactions avec le Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces transactions et les soldes qui en découlent comprennent:

	1983	1982
	(en milliers de dollars)	
Vente d'énergie et		
de chaleur	\$36,529	\$29,259
Achat de combustible	6,460	5,496
Débiteurs	4,277	3,822
Créditeurs	1,593	2,838

STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1983

(in thousands of dollars)

Income
Sale of power
Sale of heat
Other

Expense
Operation and maintenance
Engineering and general administration
Depreciation

Income before interest expense
Interest expense, net

Net income for the year - March 31, 1983

Net income (loss) for the year - March 31, 1982

ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1983

(en milliers de dollars)

Revenus
Vente de courant
Vente de chaleur
Autres revenus

Dépenses
Exploitation et entretien
Administration générale et services d'ingénierie
Amortissement

Bénéfice avant la dépense d'intérêt
Dépense d'intérêt, nette

Bénéfice net pour l'exercice - le 31 mars 1983

Bénéfice net (perte) pour l'exercice - le 31 mars 1982

N.W.T.
T.N.-O.

Y.T.
T.Y.

B.C.
C.B.

TOTAL
TOTAL

54,507 15,988 331 70,826
7,070 28 — 7,098
1,245 81 7 1,333
62,822 16,097 338 79,257

38,391 6,570 239 45,200
3,391 1,572 28 4,991
5,288 1,671 12 6,971
47,070 9,813 279 57,162

15,752 6,284 59 22,095
8,972 5,859 12 14,843

6,780 425 47 7,252

516 (120) 29 425

**ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
YEAR ENDED MARCH 31, 1983**

**ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
ANNEE TERMINE LE 31 MARS, 1983**

N.W.T. - T.N.-O.		Y.T. - T.Y.		OTHER - AUTRES					
\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	\$ 000	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh				
Wholesale	8,346	81.9	10.19	9,117	167.3	5.45	—	—	En gros
Industrial	9,568	126.2	7.58	4,216	64.1	6.58	—	—	Industriel
Residential	17,718	74.0	23.94	1,180	13.1	9.01	74	0.3	Domestique
Commercial	18,480	75.5	24.48	1,447	10.8	13.40	253	0.7	Commercial
Street Lighting	395	1.7	23.24	28	0.2	14.00	4	0.1	Eclairage des rues
TOTAL	54,507	359.3	15.17	15,988	255.5	6.26	331	1.1	TOTAL

OPERATING PLANT (\$000)

Capital Investment	129,321
Investment per \$ revenue	2.37
Investment per kWh sold	0.36
CONSUMERS — Retail	11,059
— Industrial	3
— Wholesale	1

EXPLOITATION DES USINES (\$000)

Investissement de capital	259
Investissement par \$ revenu	0.78
Investissement par kWh vendu	0.24
CONSUMMATEURS — Détail (domestique)	137
— Industriel	—
— En gros	—

RESUME STATISTIQUE

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	Année terminée le 31 mars
GENERAL DATA											DONNEES GENERALES
No. of — Operations	56	56	56	56	56	56	56	56	52	50	Nombre — centrales
— Employees	331	333	304	303	304	310	359	368	342	311	— employés
— Contract Operators	25	25	26	26	25	26	25	22	22	21	— employés à forfait
ELECTRIC POWER											ENERGIE ELECTRIQUE
Installed Capacity (kW in thousands)											Capacité de production (en milliers de kW)
Hydro	102	102	102	102	102	102	102	89	57	57	Hydraulique
Thermal	143	142	142	142	142	134	132	123	109	93	Thermique
TOTAL	245	244	244	244	244	236	234	212	166	150	TOTAL
PERCENTAGE HYDRO CAPACITY	42	42	42	42	42	43	44	42	34	38	POURCENTAGE DE CAPACITE HYDRAULIQUE
NET PEAK LOAD (kW in thousands)											CHARGE DE POINTE NETTE (en milliers de kW)
Generation	139	151	142	131	135	131	126	122	112	103	Production (en milliers de kW)
Hydro	495	528	556	585	568	590	487	529	439	420	(en millions de kWh)
Thermal	197	303	212	175	179	145	165	157	181	149	Hydraulique
TOTAL	692	831	768	760	747	735	652	686	620	569	TOTAL
PERCENTAGE HYDRO GENERATION	72	64	72	77	76	80	75	77	71	74	POURCENTAGE DE GENERATION HYDRAULIQUE
SALES (kWh in millions)											VENTES (en millions de kWh)
	616	747	692	685	672	633	586	610	562	512	
PERCENTAGE SALES TO GENERATION	89	90	90	90	90	86	90	89	91	90	POURCENTAGE VENTES DE GENERATION
FUEL CONSUMED (litres 10 ⁶)	72	102	80	70	67	60	64	61	73	59	COMBUSTIBLE CONSOMME (litres 10 ⁶)
HEAT AND WATER Heat Sales (BTU's in billions)	381	390	408	365	422	415	394	425	465	428	CHALEUR ET EAU Ventes d'énergie calorifique (en milliards de BTU)
Water Sales (litres 10 ⁶)	622	725	673	682	705	850	1,214	1,173	1,127	1,059	Ventes d'eau (litres 10 ⁶)

SUMMARIZED FINANCIAL STATISTICS (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS	1983	1982	1981	1980	1979
REVENUE					
Electricity Sales	70,826	66,598	49,579	44,187	39,561
Heat Sales	7,098	5,602	5,272	4,046	3,945
Other	1,333	1,163	1,063	812	972
	<u>79,257</u>	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>
EXPENSES					
Operations & Maintenance	45,200	48,168	32,912	26,543	22,601
Engineering & General Administration	4,991	4,447	3,470	3,060	2,604
Depreciation	6,971	6,367	6,061	5,481	4,460
Interest - Net	14,843	13,956	13,871	13,952	14,877
	<u>72,005</u>	<u>72,938</u>	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>
NET INCOME (LOSS)	<u>7,252</u>	<u>425</u>	<u>(400)</u>	<u>9</u>	<u>(64)</u>

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

SOURCE OF FUNDS					
Funds from Operations	14,234	6,793	5,678	5,546	5,303
Loans for Capital Expenditures	36,954	9,600	5,000	4,000	6,000
Other	2,507	443	68	13	663
Working Capital Loan	—	—	—	—	7,500
	<u>53,695</u>	<u>16,836</u>	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>
APPLICATION OF FUNDS					
Capital Expenditures	34,204	9,488	5,606	3,674	6,136
Reduction in Long Term Debt	6,757	6,186	6,163	5,541	5,346
Other	—	—	—	—	—
	<u>40,961</u>	<u>15,674</u>	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	<u>12,734</u>	<u>1,162</u>	<u>(1,023)</u>	<u>344</u>	<u>7,984</u>

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

ASSETS					
Property & Equipment at Cost	220,252	215,590	211,691	209,183	205,530
Accumulated Depreciation	(49,996)	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)
Construction in Progress	37,788	8,554	3,568	1,538	1,933
Current	43,703	31,505	28,467	27,247	24,887
	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY					
Surplus (Deficit)	3,069	(4,183)	(4,608)	(4,208)	(4,217)
Long Term Debt	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879
Current	25,007	25,543	23,667	21,424	19,408
	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIERES (\$000)

1978	1977	1976	1975	1974	RELEVÉ DES GAINS
					REVENU
33,914	25,490	18,814	15,505	13,023	Ventes d'électricité
3,234	3,113	2,470	2,246	1,645	Ventes d'énergie calorifique
737	939	1,062	1,166	685	Divers
<u>37,885</u>	<u>29,542</u>	<u>22,346</u>	<u>18,917</u>	<u>15,353</u>	
					DEPENSES
16,739	20,275	16,253	13,275	9,388	Exploitations et entretien
2,712	1,891	1,658	1,573	1,255	Administration technique et générale
3,807	2,937	2,201	1,657	1,356	Amortissement
14,250	10,594	5,800	3,599	3,000	Intérêt - Net
<u>37,508</u>	<u>35,697</u>	<u>25,912</u>	<u>20,104</u>	<u>14,999</u>	
<u>377</u>	<u>(6,155)</u>	<u>(3,566)</u>	<u>(1,187)</u>	<u>354</u>	REVENU NET (PERTES)
					RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
					SOURCE DES FONDS
6,171	(1,723)	177	685	1,817	Fonds provenant des exploitations
8,300	21,000	38,000	43,102	17,975	Emprunts pour dépenses capitales
2,824	3,957	5,976	2,893	810	Divers
—	—	—	—	—	Emprunts capitaux pour opérations
<u>17,295</u>	<u>23,234</u>	<u>44,153</u>	<u>46,680</u>	<u>20,602</u>	
					APPLICATIONS DES FONDS
8,703	22,750	37,094	48,351	21,844	Dépenses capitales
4,457	7,060	1,721	1,425	1,580	Réduction de la dette à long terme
22	552	649	292	225	Divers
<u>13,182</u>	<u>30,362</u>	<u>39,464</u>	<u>50,068</u>	<u>23,649</u>	
<u>4,113</u>	<u>(7,128)</u>	<u>4,689</u>	<u>(3,388)</u>	<u>(3,047)</u>	AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPÉRATION
					RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
					BIENS
197,840	186,808	140,505	78,829	71,285	Propriété et équipement au prix coûtant
(23,062)	(20,167)	(17,380)	(16,177)	(14,763)	Amortissement accumulé
5,115	12,056	36,888	62,763	22,241	Construction en cours
14,855	19,591	13,385	11,591	9,523	Biens courants
<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	
					RESPONSABILITÉS ET SÉCURITÉS DU CANADA
(4,153)	(4,530)	1,625	4,942	6,128	Surplus (déficit)
181,622	176,991	162,199	119,713	75,187	Dette à long terme
17,279	25,827	9,574	12,351	6,971	Dette actuelle
<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	<u>88,286</u>	

21
2
56
SOUTHERN CANADA

POWER COMMISSION

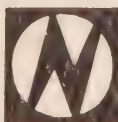
MISSION D'ÉNERGIE

DU NORD CANADIEN



5TH ANNUAL REVIEW

FOR THE YEAR ENDED
31 MARCH, 1984



36E REVUE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ
LE 31 MARS 1984

DEDICATION

The staff and Management of Northern Canada Power Commission dedicate the 1983/84 Annual Report to the memory of Joe Long, the Commission's retired General Manager who passed away September, 1983.

JOE LONG

It is with profound regret and deep sense of loss that the Commission records the untimely death (at age 59) in September, 1983 of its former General Manager, Joe Long.

Joe spent his entire professional career with the Commission, dating from graduation in Electrical Engineering (University of Alberta - 1950) as a R.C.A.F. veteran student. He was truly part of the Commission's fabric, exemplified by his 32 years of service during which he rose through the ranks from junior operator at Snare River Hydro to senior management positions of Chief Engineer, Assistant General Manager Technical Services and of Corporate Affairs, becoming General Manager in September, 1978.

Joe decided to take an early retirement and relinquished the position of General Manager as of April 1, 1982 and formally retired on June 30th in the best of health. He maintained an ongoing association with the Commission as a specialist consultant until he fell victim of cancer in the early months of 1983.

Joe Long will long be remembered by his associates and many friends and acquaintances for his cheerful and friendly disposition, his technical expertise and wise counsel, and as a conscientious and devoted family man and citizen of the community.

The Commission extends its sympathy to Joe's wife Gloria, and children Malcolm and Adrienne, and other members of his family.

DEDICACE

Le personnel et la direction de la Commission de l'Energie du Nord canadien dédient le présent Rapport annuel 1983-84 à la mémoire de Joe Long, ancien gérant général de la Commission, qui est décédé en septembre 1983.

JOE LONG

C'est avec un profond regret et le sentiment d'une perte considérable que la Commission enregistre le décès prématuré (à l'âge de 59 ans), en septembre 1983, de son exgérant général, Joe Long.

Joe a voué toute sa carrière professionnelle à la Commission, depuis sa graduation en génie électrique (Université de l'Alberta - 1950), étant étudiant vétéran de l'Armée de l'Air du Canada. Il était vraiment partie intégrante de toute la formation de la Commission, considérant les 32 années qu'il lui a consacrées, et au cours desquelles il a gravi les échelons d'opérateur subalterne, à la Snare River Hydro, jusqu'à des postes de direction tels ingénieur en chef, gérant général adjoint aux Services techniques et aux Affaires corporatives, et, en septembre 1978, devenant le gérant général.

Joe a décidé de prendre une retraite prématurée et renonça au poste de gérant général en date du premier avril 1982, son retrait prenant effet le 30 juin suivant, pour des raisons de santé. Il a maintenu une relation constante avec la Commission, à titre de conseiller spécial, jusqu'à ce qu'il succombe, victime du cancer, en septembre 1983.

Joe Long restera longtemps dans la mémoire de ses associés et de ses nombreux amis et connaissances, pour sa bonne humeur et son aimable compagnie, son expertise technique et ses précieux conseils, ainsi que pour avoir été consciencieux, un homme dévoué à la famille et un citoyen actif dans la communauté.

La Commission offre ses sympathies à sa femme Gloria, et à ses enfants, Malcolm et Adrienne, ainsi qu'aux autres membres de sa famille.

36th ANNUAL REVIEW
For The Year Ended
March 31st, 1984

36e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1984

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Officers and Regional Offices	4
Foreword	5
Operations	6-9
Generation	
Plant Improvements	
Distribution Systems	
Residual Heat Energy Conservation Program	
Whitehorse No 4 Project Commissioning	
Sale of Assets Field, B.C.	
Utility Rate Adjustments	
Financial	10-12
Review	
Expenses	
Net Income	
Financing	
Capital Expenditure Program	
Personnel	13-16
Employee Relations	
Training	
Safety and Security	
National Energy Board Public Inquiry	
Planning	16-18
Effect of Economic Conditions on NCPC Operations	
MacDonald Royal Commission	
Beaufort Sea Environmental Assessment Panel	
Report of the Auditor General	19
Financial Statements	20-28
Statement of Operations by Rate Zone	29
Analysis of Electricity Sales	30
Operating Statistics	31
Summarized Financial Statistics	32-33
Corporate Revenue by Rate Category	34
Corporate Costs by Cost of Service Grouping	34
Capital Investment Profile	35
Installed Capacity Profile	35
Corporate Sales Profile	36
Corporate Revenue Profile	36
Corporate Generation Profile	37
Corporate Expenditure Profile	37
Map	38

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission
Régions desservies
Membres, officiers et bureaux régionaux de la Commission
Avant-propos
Exploitations
Production
Améliorations à l'Usine
Réseaux de distribution
Programme de conservation d'énergie de chaleur résiduelle
Autorisation du projet Whitehorse No. 4
Vente des avoirs Field, B.C.
Ajustements des taux de service
Finances
Revue
Dépenses
Revenu net
Financement
Programme de dépenses de capital
Personnel
Relations avec les employés
Formation
Sécurité
Enquete Publique du Conseil National de l'Energie
Planification
Effets des conditions économiques sur les activités de la C.E.N.C.
La Commission MacDonald
Comite d'Evaluation de l'Environnement de la Mer de Beaufort
Rapport du vérificateur général
Etats financiers
Etat de l'exploitation tarifaire
Analyse des ventes d'électricité
Résumé statistique
Sommaire des Statistiques Financières
Revenus de la corporation par catégorie de taux
Coûts de la corporation par regroupement de coût de service
Profil de l'investissement capital
Profil du potentiel installé
Profil des ventes de la corporation
Profil du revenu de la corporation
Profil de production de la corporation
Profil dépenses de la corporation
Carte

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et sous réserve de l'approbation du gouverneur-général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ième parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est à Inuvik, T.N.-O. que fonctionnent les systèmes d'égouts, de chauffage et d'eau. Aussi, la Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay. Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle sont exploités à divers emplacements.

Le siège social de la Commission se situe à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-Ouest et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la Loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:**Mackenzie Region:**

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Talston, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife.

Keewatin Region

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.

YUKON TERRITORY:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.

ELECTRICITE

Production, transport et/ou distribution d'énergie électrique:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:**Région du Mackenzie**

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Talston, Tuktoyaktuk, Wrigley, Yellowknife.

Région du Keewatin

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay, Whale Cove.

Région du Baffin

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet, Resolute.

TERRITOIRE DU YUKON:

Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse.

BRITISH COLUMBIA:**COLOMBIE-BRITANNIQUE:**

Field

HEATING

Generation of heat at:

Northwest Territories

Provision of Residual heat at:

Northwest Territories:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay, Rankin Inlet

Yukon Territory:

Dawson

CHAUFFAGE

Production calorifique:

Territoires du Nord-Ouest

Réserve de Chaleur résiduelle:

Territoires du Nord-Ouest:**Territoire du Yukon:****WATER AND SEWERAGE****Northwest Territories:**

Inuvik

EAU ET EGOUT**Territoires du Nord-Ouest:****CONTRACT WORK AND OTHER**

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion, des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

*Map on Page 38 identifies the various areas serviced by the Commission.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith	— Chairman
Ivan J. Cable	— Member
Maurice Lafontaine	— Member
James Robertson	— Member
Hilda P. Watson	— Member

OFFICERS:

James Smith	— Chief Executive Officer
David Morrison	— Corporate Secretary
Bruce G. Christie	— Assistant General Manager, Corporate and Public Affairs
John D. Allan	— Assistant General Manager, Operations and Engineering
Roger A. Phillips	— Comptroller

REGIONAL OFFICES:

Fred Dorward	— Regional Operations Administrator
Harold Kaldor (to Dec/83)	Yukon Territory P.O. Box 4278 Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8 (403) 667-4814
Philip E. Johnson	— Regional Operations Administrator Northwest Territories P.O. Box 1860 Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4 (403) 873-4051

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 51ème avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith	— président
Ivan J. Cable	— membre
Maurice Lafontaine	— membre
James Robertson	— membre
Hilda P. Watson	— membre

OFFICIERS:

James Smith	— principal exécutif officier
David Morrison	— secrétaire de la corporation
Bruce G. Christie	— directeur général-adjoint, affaires sociales et publiques
John D. Allan	— directeur général-adjoint, exploitation et ingénierie
Roger A. Phillips	— contrôleur

BUREAUX REGIONAUX:

Fred Dorward	— administrateur exploitation régionale Territoire du Yukon C.P. 4278 Whitehorse, T.Y. Y1A 1H8 (403) 667-4814
Philip E. Johnson	— Administrateur exploitation régionale Territoires du Nord-Ouest C.P. 1860 Yellowknife, T.N.-O. X1A 2P4 (403) 873-4051

FOREWORD:

During fiscal year 1983/84, the Commission was involved in two major activities in addition to the day to day activities of providing utility services North of 60°. The first was the Whitehorse No. 4 hydro electric project which commenced during the 1980/81 fiscal year, and neared completion within approved budget by the end of March, 1984.

The second major activity involving the Commission was the NEB Inquiry into NCPC's rates and rate making, and the subsequent decisions announced by the Minister responsible for the Commission. The NEB Inquiry began June 6, 1983, and concluded July 13, 1983. The Honourable John Munro, Minister of Indian & Northern Affairs, responded on February 17, 1984, in regard to his review of the NEB Report and the Report of the Sub-Committee of the Standing Committee of Parliament on Indian & Northern Affairs entitled "Electrical Power North of 60°". The Minister's principal recommendations include retention of NCPC as a single federal entity; future regulation of NCPC by the NEB; relocation of the NCPC Headquarters to the North, and NCPC's electric utility rates are to reflect cost of service.

In addition to the above, fire destroyed the original 25 year old powerhouse at Inuvik on August 11, 1983. The replacement cost of this plant is estimated to be \$6 M and is expected to be fully covered by the Commission's property insurance. Construction of the replacement plant commenced prior to the end of the 1983/84 fiscal year, and is expected to be completed by the end of November, 1984.

Gross revenues for the fiscal year 1983/84 were reported at \$81.9 M with a total operating expense of \$76.0 M, resulting in a consolidated net income of \$5.9 M. Net income in the N.W.T. rate zone totalled \$6,581,000; in the Yukon rate zone a net loss of \$794,000 was recorded; and in Field, B.C. net income totalled \$69,000. Reduced maintenance and fuel expenditures contributed significantly to the operating surplus of the Commission.

Electrical energy sales for the year amounted to 580,519,000 kWh, a decrease of 35,345,000 kWh or 5.7% system wide. An increase of 5,775,000 kWh occurred in the N.W.T. rate zone, compared with a decrease of 41,236,000 kWh in the Yukon rate zone, and an increase of 116,000 kWh in Field, B.C.

AVANT-PROPOS

Au cours de l'exercice financier 1983-84, la Commission a été impliquée dans deux activités majeures, en plus de ses activités quotidiennes qui consistent à desservir la région située au nord du 60ième parallèle. La première de ces activités fut le projet hydro-électrique Whitehorse No. 4, qui a été commencé au cours de l'exercice financier 1980/81 et presque complété en respectant les limites du budget approuvé à la fin de 1984.

La deuxième activité majeure, impliquant la Commission, a été l'enquête du Conseil national de l'Energie sur les taux et l'élaboration des taux de la C.E.N.C., et les décisions subséquentes annoncées par le ministre responsable de la Commission. L'enquête du C.N.E. a commencée ses travaux le 6 juin 1983 pour les terminer le 13 juillet de la même année. L'Honorable John Munro, ministre des Affaires indiennes et du Grand-Nord canadien, répondait, le 17 février 1984, après avoir révisé le rapport du C.N.E. et celui du sous-comité dépendant du Comité permanent sur les affaires indiennes et du Grand-Nord canadien, intitulé "Electrical Power North of 60°" (Pouvoir électrique au nord du 60ième parallèle). La principale recommandation du ministre comprenait le maintien de la C.E.N.C. comme entité distincte, et la réglementation future de la C.E.N.C. par le C.N.E.; la relocalisation des quartiers-généraux de la C.E.N.C. dans le nord; et que les taux d'électricité de la C.E.N.C. reflètent le coût de service.

En plus de ce qui est énoncé ci-dessus, le feu a détruit l'usine génératrice, vieille de 25 ans, à Inuvik, le 11 août 1983. Le coût de remplacement de cette usine est estimé à 6 millions de dollars et est censé être complètement couvert par l'assurance sur la propriété détenue par la Commission. La construction de l'usine de remplacement a commencé avant la fin de la période 1983-84, et la fin des travaux est prévue pour fin-novembre 1984.

Les revenus bruts pour l'année fiscale 1983-84, selon le rapport, ont été de 76.0 millions de dollars avec une dépense totale d'opérations de 73,0 millions, donc, comme résultat, un revenu net consolidé de 5.9 millions de dollars. Le revenu net dans la zone tarifaire des T.N.O. a atteint \$6,581,000; dans celle du Yukon, une perte nette de \$794,000 a été enregistrée; et dans Field, B.C., un revenu net de \$69,000. L'entretien et les dépenses de combustion réduites ont contribué, d'une façon significative, au surplus d'opération de la Commission.

Les ventes d'énergie électrique, pour l'année, ont totalisé 580,519,000 kilowatts/heure, une baisse de 35,345,000 kW/h, ou 5.7% à travers tout le réseau. Une augmentation de 5,775,000 kw/h a été enregistrée dans la zone tarifaire des T.N.O., comparativement à une baisse de 41,236,000 kw/h dans celle du Yukon, et à une augmentation de 116,000

Mr. Jack Beaver, General Manager of NCPC, resigned for health reasons, in December, 1983, after two years of service. Mr. Bruce Christie was appointed Acting General Manager in the interim.

OPERATIONS

Inuvik Fire

On August 11, 1983, the original NCPC power plant at Inuvik, N.W.T. was lost by fire which started as a result of welding work on the powerhouse structure. From the instant of origin, the fire progressed very rapidly and quickly destroyed the plant. Every available piece of fire fighting equipment in Inuvik was pressed into service in an attempt to extinguish the fire, but only a small portion of the plant was saved. The major items lost included:

- 1) a major portion of the powerhouse building;
- 2) 3 steam generating units;
- 3) a 600 kW steam turbine;
- 4) Inuvik Control Center facilities;
- 5) a 1 MW diesel generating unit;
- 6) steam aeration and heat exchange equipment;
- 7) the plant electrical intertie and unit control system;
- 8) a section of the utilidor; and
- 9) a sewerage lift station.

To return to full service by the Inuvik facility:

- a new 63 MM HTW boiler was ordered, expedited to site and installed;
- 2 salvaged diesel generating units were enclosed and rewired to provide reliable service;
- a 3 MW mobile gas turbine unit was transported by road to Inuvik from Faro, Yukon; and
- a 1.3 MW flyable gas turbine unit was dispatched from Yellowknife.

Contracts were let to undertake repairs/recommissioning on an urgent basis and all work was completed by the end of November, 1983 with a minimum of inconvenience to Inuvik electrical and contract heat consumers.

Following the completion of temporary repairs, a new replacement plant was tendered and bids analyzed. A new powerhouse including a Control Centre and a new 2.8 MW diesel electric unit, is scheduled for completion by November, 1984.

kilowatts dans Field, B.C.

Monsieur Jack Beaver, gérant général de la C.E.N.C., a démissionné pour raisons de santé, en décembre 1983, après 2 ans de service. Monsieur Bruce Christie a été nommé gérant général suppléant par intérim.

EXPLOITATIONS

Incendie à Inuvik

Le 11 août 1983, l'usine génératrice originale de la C.E.N.C., à Inuvik, dans les T.N.O., a été complètement détruite par un incendie qui s'est déclaré alors qu'on effectuait des travaux de soudure. L'incendie a vite fait de s'étendre à tout l'édifice qui fut une perte totale. Toutes les pièces d'équipement alors disponibles ont été employées pour combattre l'incendie, mais, seulement une faible partie de l'usine a été sauvée. Les principaux items perdus comprennent:

- 1) la majeure partie des bâtisses de l'usine génératrice;
- 2) 3 unités de génératrices à vapeur;
- 3) une turbine à vapeur d'une capacité de 600 kilowatts;
- 4) les installations du centre de contrôle d'Inuvik;
- 5) une génératrice diesel d'une capacité de 1 mégawatt;
- 6) l'équipement d'aération à vapeur et d'échange de chaleur;
- 7) l'unité de conversion électrique de l'usine et de contrôle du réseau;
- 8) une section de "l'utilidator"; et
- 9) une stations de monte-charge du système d'égoûts.

Pour remettre l'usine d'Inuvik en complet état de marche:

- une nouvelle bouilloire de 63 MM HTW a été commandée, expédiée au site et installée;
- 2 génératrices diesel, récupérées, ont été réinstallées et remises en service;
- une turbine mobile à gaz a été transportée par route, de Faro, au Yukon, jusqu'à Inuvik; et
- une turbine de 1,3 mégawatts, à gaz volatil, a été envoyée à Inuvik.

Des contrats furent alloués afin de pourvoir aux réparations et au reconditionnement dans les plus brefs délais, et les travaux furent complétés à la fin du mois de novembre 1983, avec un minimum d'inconvénients pour les usagers d'Inuvik.

Pendant la durée travaux de réfection temporaire, des soumissions ont été demandées pour la construction d'une usine de remplacement. Une nouvelle usine génératrice, et un Centre de contrôle, ainsi qu'une nouvelle unité d'électricité diesel, d'une capacité de 2,8 mégawatts, sont prévues pour le novembre 1984.

Generation

Diesel electrical generation equipment was installed at various plants in the N.W.T. during 1983/84, including:

- a) a 2500 kW unit at Fort Smith;
- b) a 300 kW unit at Lake Harbour to replace a 150 kW and a 100 kW unit;
- d) a 300 kW unit at Fort Good Hope to replace a 150 kW unit;
- e) a 400 kW unit at Fort Norman to replace a 150 kW unit;
- f) two 720 kW modular units at Tuktoyaktuk and a 300 kW unit removed;
- g) a 720 kW modular unit at Pond Inlet to replace a 400 kW unit; and
- h) a 350 kW unit at Resolute Bay.

Plant Improvements

Plant upgrading was completed during 1983/84 at Fort Good Hope, Fort Smith, Lake Harbour, Arctic Bay, Tuktoyaktuk and Pond Inlet, N.W.T. In addition, the Fort Norman, N.W.T. powerhouse was rebuilt and switchgear replaced following fire damage at the plant.

Considerable mechanical and electrical upgrading work was also carried out at Fort Liard, Wrigley and Fort Franklin, N.W.T. A new electrical distribution feeder was installed at Baker Lake, N.W.T. and modified fuel supply system piping was installed at Coppermine, Sachs Harbour and Whale Cove, N.W.T.

Major upgrading of the standby plant at Frobisher Bay, N.W.T. was effected during the year including roof repairs and wall installation as well as the addition of a new space heating system and other minor mechanical/electrical system upgrading.

Distribution Systems

During 1983/84, approximately 25.1 km of electrical distribution line extensions were constructed throughout the Commission, providing electrical service to various housing and commercial developments, as well as service to new schools, airports, communication links, street lighting systems and navigational aids.

Production

De l'équipement de production d'électricité a été installé dans différentes usines des T.N.O., au cours de 1983-84:

- a) une unité d'une capacité de 2500 kilowatts à Fort Smith;
- b) une unité de 300 kilowatts à Lake Harbour, pour remplacer celle de 150 kilowatts;
- c) une unité de 400 kilowatts à Arctic Bay, pour remplacer celle de 100 kilowatts;
- d) une unité de 300 kilowatts à Fort Good Hope, pour remplacer celle de 150 kilowatts;
- e) une unité de 400 kilowatts à Fort Norman pour remplacer celle de 150 kilowatts;
- f) deux unités modulaires de 720 kilowatts à Tuktoyaktuk, et une unité de 300 kilowatts enlevée;
- g) une unité modulaire de 720 kilowatts à Pond Inlet pour remplacer celle de 400 kilowatts; et
- h) une unité de 350 kilowatts à Resolute Bay.

Améliorations à l'Usine

Les travaux de réaménagement ont été complétés au cours de la période 1983-84 à Fort Good Hope, Fort Smith, Lake Harbour, Arctic Bay, Tuktoyaktuk et Pond Inlet, dans les T.N.O. De plus, la génératrice de Fort Norman, dans les T.N.O., a été reconstruite et l'appareillage remis en place, à la suite des dommages causés par l'incendie.

Un travail considérable de réaménagement, sur le plan mécanique et électrique, aussi été effectué à Fort Liard, Wrigley et Fort Franklin, dans les T.N.O. Un nouveau pourvoyeur de distribution électrique a été installé à Baker Lake (T.N.O.), et un réseau d'approvisionnement en combustible a été installé à Coppermine, Sachs Harbour et Whale Cove (T.N.O.).

Des travaux importants de réaménagement à l'usine de Frobisher Bay (T.N.O.) ont été effectués au cours de l'année, comprenant des réparations aux toît et installations murales, ainsi que l'aménagement d'un nouvel espace pour le système de chauffage et d'autres légères améliorations au système mécanique et électrique.

Réseaux de distribution

Au cours de la période 1983-84, environ 25,1 kilomètres de lignes de distribution additionnelles ont été construites par l'entremise de la Commission, amenant le courant électrique à différents centres résidentiels et commerciaux, autant qu'à de nouvelles écoles, aéroports, réseaux de communication, d'éclairage de rues et de réseaux de navigation.

While distribution system extensions were constructed throughout the Commission's broad geographic spectrum, major projects were completed at Dawson City in the Yukon as well as Frobisher Bay, Norman Wells, Rankin Inlet and Baker Lake in the Northwest Territories. Also, underground distribution facilities at Holman Island and Pangnirtung, N.W.T. were converted to overhead to improve operating and maintenance capabilities.

Distribution maintenance programmes were implemented throughout the Commission, commensurate with the more immediate system requirements.

Residual Heat Energy Conservation Program

The expanded energy conservation program initiated by the Commission in 1981 resulted in the connection of one additional residual heat customer during the past year. Waste heat is now being extracted from the Commission's diesel generating plant at Fort Simpson, N.W.T. to temper the domestic water supply to the Village. Waste heat is provided free of charge at seven communities in the Northwest Territories, as well as one Yukon community following endorsement of a residual heat supply Agreement by the Yukon Government and the N.W.T. Government during the year. The Agreements are designed to facilitate the financial viability of extracting available waste heat wherever feasible, thereby reducing fuel consumption in the Territories. Under the Agreements, all capital, maintenance and incremental operating costs attributable to supply are borne by the customer.

Whitehorse No. 4 Project Commissioning

Construction of a separate 20 MW hydro plant as an electric addition to the Whitehorse Rapids plant, which commenced in April, 1982 was essentially completed during 1983/84, increasing the total capacity of the Whitehorse Rapids hydro installation to 40 MW. A technical problem with the turbine wicket gate mechanism remained to be reconciled at year end.

En même temps que les lignes d'extension étaient construites à travers le secteur immense couvert par la Commission, plusieurs projets importants ont été réalisés à Dawson City dans le Yukon, et à Frobisher Bay, Norman Wells, Rankin Inlet et Baker Lake dans les Territoires du Nord-ouest. Également, les réseaux souterrains de distribution à Holman Island et Pangnirtung (T.N.O.) ont été convertis en réseaux aériens pour améliorer le rendement d'opération et d'entretien.

Le programme d'entretien et de distribution a été implanté par l'entremise de la Commission, et adapté aux exigences immédiates des réseaux.

Programme de conservation d'énergie de chaleur résiduelle

Le programme élargi de conservation de l'énergie, institué par la Commission en 1981, a eu pour résultat une nouvelle application pour la chaleur résiduelle, au cours de l'année dernière. La chaleur perdue est maintenant extraite de l'usine génératrice diesel à Fort Simpson (T.N.O.), et utilisée pour tempérer l'eau pour consommation domestique fournie aux villageois. La chaleur perdue est fournie, sans frais, à sept communautés dans les Territoires du Nord-ouest, ainsi qu'une au Yukon, à la suite de la signature de l'entente sur le supplément de chaleur résiduelle, par le gouvernement du Yukon et celui des Territoires du Nord-ouest, au cours de l'année. Les ententes sont faites de façon à faciliter la rentabilité financière d'extraire la chaleur perdue dans les Territoires. Selon ces ententes, tout le capital des coûts d'entretien et d'opération applicables à l'approvisionnement, sont supportés par le client.

Autorisation du projet Whitehorse No. 4

La construction d'une unité hydro-électrique supplémentaire à l'usine de Whitehorse Rapids, a débuté en avril 1982, pour se terminer, éventuellement, au cours de 1983-84, amenant la capacité totale des installations hydro-électriques de Whitehorse Rapids à 40 mégawatts. Un problème technique, avec le mécanisme du guichet de l'usine, restait à être résolu, et ce, avant la fin de l'année.

The fourth unit at Whitehorse Rapids was constructed to offset anticipated increase in diesel-electric generation on the Whitehorse/Aishihik/Faro system, primarily related to a major mining expansion of Cyprus Anvil Mining Corporation near Faro, Y.T. in 1981, forecast at approximately 63 GWh of annual energy consumption. At year end, however, this major mining operation had reduced to a stripping activity only, with approximately 12% of normal electrical energy consumption, and no firm indication of a possible resumption of full production.

Sale of Assets Field, B.C.

NCPC has entered into an Agreement to sell its electrical generation and distribution assets at Field, B.C. to Kicking Horse Hydro Developments Limited Partnership.

The Agreement provides that upon completion by Kicking Horse Hydro Developments Limited Partnership of a hydro generating plant at Field, NCPC will sell the existing diesel plant and distribution system. In addition to constructing the hydro plant, the purchaser is required to obtain all necessary permits and licenses from the Federal Government to build and operate the proposed hydro plant. The final sale price will be determined by an appraisal to be completed upon the purchaser meeting all the conditions of the Agreement, including construction of the proposed hydro plant.

Utility Rate Adjustments

In accordance with Canada's pricing restraint guidelines, rate adjustments for all utility services supplied by NCPC were limited to 6% across-the-board, effective April, 1983, including the temporary discontinuance of fuel clause adjustments normally applied to offset fuel price changes experienced from month to month by the Commission. Commission policy of compliance with the pricing restraint guidelines was reconfirmed at year-end with approval of a 5% across-the-board adjustment to all utility service rates in Yukon and Field, B.C. commencing in April, 1984, and the retention of the temporary discontinuance of fuel clause adjustments during 1984/85 fiscal year.

La quatrième unité, à Whitehorse Rapids, a été construite pour compenser la production diesel et électrique croissante sur le réseau Whitehorse/Aishihuk/Faro, initialement prévue pour rencontrer la demande causée par l'augmentation des opérations de la Cyprus Anvil Mining Corporation, ajoutant environ 63 gigawatts/heure à la consommation annuelle du réseau. À la fin de l'année, toutefois, cette opération principale a été réduite à une opération de déblaiement seulement, utilisant environ 12% seulement de la consommation normale, et aucune indication tangible d'un retour possible à une production à pleine capacité.

Vente des avoirs Field, B.C.

La C.E.N.C. a conclu une entente, afin de vendre sa production électrique et ses avoirs à Field, B.C., à la Kicking Horse Hydro Developments Limited Partnership.

L'entente prévoit que, sur complétion d'une usine génératrice à Field, B.C., par la Kicking Horse Hydro Developments Partnership, la C.E.N.C. vendra son actuelle usine diesel et son réseau de distribution. En plus de la construction de l'usine thermique, l'acheteur est requis d'obtenir tous les permis et licences nécessaires, du gouvernement fédéral, pour opérer l'usine thermique proposée. Le prix final de vente sera déterminé par une évaluation à être complétée alors que l'acheteur rencontrera toutes les conditions de l'entente, incluant la construction de l'usine thermique proposée.

Ajustements des taux de service

Selon les politiques de restriction des prix du Canada, les ajustements du taux, pour tous les services publics fournis par la C.E.N.C., ont été limités à 6%, prenant effet en avril 1983, incluant les ajustements en vertu de la clause de discontinuité temporaire de combustible, normalement appliquée pour compenser les fluctuations de prix rencontrées chaque mois par la Commission. La politique de complaisance avec les lignes directionnelles de restriction des prix a été confirmée à la fin de l'année, par l'approbation d'un ajustement de 5% pour tous les taux de services, dans le Yukon et à Field, B.C., à compter d'avril 1984, et la retenue des ajustements en vertu de la cause de discontinuité temporaire au cours de l'exercice financier 1984-85.

FINANCIAL

Financial Review

Revenue

Commission revenues in 1983/84 totalled \$81.9 M, as compared to \$79.3 M in 1982/83, representing an increase of \$2.6 M, or 3.3%.

Power sales amounted to \$73.9 M, reflecting a \$2.9 M increase over the prior year's power sales of \$70.8 M. The small increase reflects a 5.7% decrease in sales volume, combined with an across-the-board rate increase of 6%, in adherence to the Federal Price Restraint Program.

Heat sales suffered a 7.3% decrease in volume, while the 6% price increase made total heat revenue approximately equivalent to the previous year's level.

Other revenues, derived from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services performed on a recovery basis, accounted for the \$0.3 M differential in total revenue earned.

By consumer classification, Government domestic and commercial consumers contributed 48.4% of the total revenue, non-Government domestic and commercial 13.4%, industrial service 16.6% and wholesale deliveries 21.6%.

Comparative rate zone revenues were as follows:

	\$ millions	
	1983/84	1982/83
N.W.T.	\$68.8	\$62.8
Yukon	12.7	16.1
Field, B.C.	0.4	0.4

The 1983/84 non-coincidental system peak of 125,555 kW represents a decrease of 13,708 kW from the 1982/83 system peak of 139,263 kW.

Rate zone system peaks were as follows:

	kW	
	1983/84	1982/83
N.W.T.	78,385	78,163
Yukon	46,870	60,840
Field, B.C.	300	260

Electrical energy sales amounted to 580,519 MWh, representing a decrease of 5.7% from the 1982/83 sales of 615,864 MWh.

FINANCES

Revue des Finances

Revenu:

Les revenus de la Commission, en 1983-84, se sont chiffrés à 81,9 millions de dollars, comparativement à 79,3 millions en 1982-83, soit une augmentation de 2,6 millions de dollars, ou de 3.3%.

La vente de courant a totalité 73,9 millions de dollars, reflétant une augmentation de 2,9 millions sur celle de l'année précédente qui était de 70,8 millions de dollars.

Les ventes ont accusé une baisse de volume de 7.3%, alors qu'une augmentation de 6% du prix de vente a fait que les revenus en chauffage atteignaient presque le niveau de l'année précédente.

Quant aux autres revenus, provenant de l'utilisation de service par d'autres, les ententes de location et les divers services rendus sur une base de recouvrement, ils ont été versés dans les 0,3 millions de dollars de différence dont on tient compte dans les revenus obtenus.

Par classe de consommateurs, la contribution domestique et commerciale gouvernementale a été de 48.4% du revenu total, tandis que celle non gouvernementale a été de 13.4%, les services à l'industrie de 16.6%, et la livraison en gros, de 21.6%.

Le taux comparatif des revenus par zone tarifaire apparaît donc comme suit:

	millions de dollars	
	1983-84	1982-83
T.N.O.	68,8	62,8
Yukon	12,7	16,1
Field, B.C.	0,4	0,4

Le sommet prévu de 125,555 kilowatts, pour 1983-84, représente 13,708 kilowatts de moins que celui de 1982-83 qui a été de 139,263 kilowatts.

Le taux des sommets de production du réseau, par zone, se lit comme suit:

	kilowatts	
	1983-84	1982-83
T.N.O.	78,385	78,163
Yukon	46,870	60,840
Field, B.C.	300	260

Les ventes d'énergie électrique se sont chiffrées à 580,519 mégawatts/heure; elles accusent donc une baisse de 5.7% sur celles de 1982-83 qui ont été de 615,864 mégawatts.

Comparative sales were as follows:

	MWh	
	1983/84	1982/83
N.W.T.	365,022	359,247
Yukon	214,271	255,507
Field, B.C.	1,226	1,110

Expenses

Operating and administration costs, excluding net interest expense, totalled \$61.2 M for the year compared to \$57.2 M in 1982/83, representing an increase of 7.0%.

Salaries and wages, including direct payroll overheads, increased \$857,000 to a cost of \$15.2 M, reflecting an overall increase of 6% under the Federal Restraint Program.

Primarily related to price increases, fuel expenditures increased \$626,000 over the previous year's level.

Direct system and support facilities maintenance costs increased \$1.8 M to \$13.5 M. The bulk of the increase was in the electrical area in relation to ongoing overhaul maintenance of thermal generating equipment.

Engineering and general administration costs charged to operations increased by 11.7%, or \$586,000, over the prior year's allocation of \$4.991 M. The change in this area is due primarily to supplies and services not controllable within the Restraint Guidelines.

Depreciation expense increased \$872,000, or 12.5%. The increase results from the natural progression of the annuity method of depreciation combined with the depreciation cost of new assets brought into service.

Total expenditures, including net interest expense, on a rate zone basis were as follows:

	\$ thousands	
	1983/84	1982/83
N.W.T.	62,235	56,042
Yukon	13,505	15,672
Field, B.C.	323	291

In the N.W.T. rate zone, the cost increase primarily reflects ongoing expenditures related to scheduled and unscheduled maintenance repairs and other incremental cost increases not feasibly controllable under the Federal Restraint Program.

Les ventes comparatives apparaissent comme suit:

	mégawatts	
	1983-84	1982-83
T.N.O.	365,022	359,247
Yukon	214,271	255,507
Field, B.C.	1,226	1,110

Dépenses

Les coûts d'opération et d'administration, sans tenir compte des intérêts nets, ont totalisé 61,2 millions de dollars pour l'année, comparativement à 57,2 millions en 1982-83, représentant une augmentation de 7.0%.

Les salaires et gages, impliquant les paiements forfaitaires, se sont accrus de \$857,000.00 pour un total de 15,2 millions de dollars, reflétant une croissance de 6% selon les normes du Programme fédéral de restriction.

Principalement reliées aux augmentations du prix, les dépenses en combustible ont augmenté de \$626,000 comparativement au niveau atteint l'année précédente.

Les taux des réseaux directs et d'entretien de support ont été accrus de 1,8 millions de dollars pour atteindre 13,5 millions de dollars. Ce volume de croissance se retrouvait dans le domaine de l'électricité, à cause de l'entretien de l'équipement de génératrice thermique.

Les taux d'opération de l'ingénierie et d'administration générale se sont accrus de 11.7%, ou \$586,000 de plus que le montant alloué de 4,991 millions de dollars, l'année précédente. Le changement dans ce domaine est dû en grande partie aux services et provisions non-controlables à l'intérieur des limites directionnelles du Programme de restriction.

La dépréciation s'est accrue de \$872,000 ou 12.5%. L'augmentation est le résultat d'une progression naturelle de la méthode de dépréciation annuelle combinée avec le coût de dépréciation de nouveaux actifs ajoutés aux services.

Les dépenses totales, incluant celles de l'intérêt net, sur une base de zone tarifaire, se lisent comme suit:

	milliers de dollars	
	1983-84	1982-83
T.N.O.	62,235	56,042
Yukon	13,505	15,672
Field, B.C.	323	291

Dans la zone tarifaire des Territoires du Nord-ouest, le coût de croissance reflète en grande partie les dépenses relatives aux réparations et à l'entretien, prévus ou non, et d'autres augmentations de coût différentiel ne sont pratiquement pas contrôlables selon le Programme fédéral de restriction.

The cost decreases in the Y.T. rate zone arise from the continued slowdown in mining activity, resulting in less fuel expenditures and related costs, primarily mechanical maintenance.

Net Income

Consolidated net income for the year amounted to \$5.9 M and compares to \$7.3 M in 1982/83 and \$0.4 M in 1981/82. The comparable net income (loss) figures by rate zone for the current and preceding two years are as follows:

	\$ thousands		
	1983/84	1982/83	1981/82
N.W.T.	6,581	6,780	516
Yukon	(794)	425	(120)
Field, B.C.	69	47	29

Financing

Loans drawn in 1983/84 amounted to \$20.1 M. \$14.1 M was drawn representing the final payments on the Whitehorse No. 4 project. The \$6.0 M balance of funding was applied for the purpose of the ongoing capital program.

Loan repayments, including principal and interest, amounted to \$32.2 M. Of the repayments, \$22.3 M represents current loans and \$9.9 M in settlement of the 1977 deferred loan position.

Detail repayment amounts are:

	\$ thousands		
	Principal	Interest	Total
Current loans	6,317	16,033	22,350
Deferred payments	9,192	676	9,868
Total	<u>15,509</u>	<u>16,709</u>	<u>32,218</u>

Capital Expenditure Program

Capital expenditures, including interest during construction, for the financial period totalled \$30.098 M. Ongoing expenditures at service locations amounted to \$5.843 M, with the \$24.255 M balance related to the completion of the Whitehorse No. 4 turbine unit. At year end, total capital assets at cost amounted to \$284.246 M, representing \$283.998 M in assets in service and \$248,000 as projects under construction.

Les baisses de coût dans la zone tarifaire des Territoires du Yukon proviennent de l'arrêt des activités dans l'industrie minière, et résultat: moins de dépenses de combustible et de coûts relatifs, en grande partie, l'entretien mécanique.

Revenu net

Le revenu net consolidé pour l'année s'est chiffré à 5,9 millions de dollars, comparativement à 7,3 millions en 1982-83 et 0,4 millions de dollars en 1981-82. Les chiffres comparatifs pour les revenus (pertes) nets, par zone tarifaire, pour l'année courante et la précédente, se lisent comme suit:

	milliers de dollars		
	1983/84	1982/83	1981/82
T.N.O.	6,581	6,780	516
Yukon	(794)	425	(120)
Field, B.C.	69	47	29

Financement

Les prêts contractés en 1983-84 ont totalisé 20,1 millions de dollars. 14,1 millions de dollars, de ce montant, représentent les versements finals pour le projet Whitehorse No. 4. La balance de 6,0 millions de dollars ont été appliqués aux fins du programme de capital d'opération.

Les versements, incluant le principal et l'intérêt, se sont chiffrés à 32,2 millions de dollars. De ces versements, 22,3 millions représentaient les frais courants, et 9,9 millions de dollars en dépôt sur le prêt déferé de 1977.

Les montants des versements sont:

	milliers de dollars		
	Capital	Intérêts	Total
Emprunts courants	6,317	16,033	22,350
Paiements différés	9,192	676	9,868
Total	<u>15,509</u>	<u>16,709</u>	<u>32,218</u>

Programme de dépenses de capital

Les dépenses de capital, incluant l'intérêt encouru pendant la construction, pour cet exercice financier, ont totalisé \$30,098,000. Les dépenses courantes, ou de service, se sont chiffrées à \$5,843,000, avec une balance de \$24,255,000 relative à la finalisation de la turbine Whitehorse No. 4. A la fin de l'année, les actifs en capital, aux prix coûtant, se chiffraient à \$284,246,000, dont \$283,998,000 en actifs de service, et \$248,000 pour les projets en voie de construction.

PERSONNEL

Employee Relations

The provision of reliable utility service to Commission's customers is dependent upon the dedicated and competent performance of each of NCP's employees. Often provided in sub-arctic and isolated conditions, this service requires employees to display initiative, resourcefulness and determination. The Commission is appreciative of the commitment and loyalty of all of its employees as they strive to provide our essential services under such difficult and unpredictable circumstances.

The Collective Agreement between the Commission and the Public Service Alliance of Canada (PSAC) was to have expired on December 31, 1983. The Public Sector Compensation Restraint Act extended the economic factors of the Agreement to December 31, 1984 and the parties mutually agreed not to enter into negotiations to negotiate non-economic factors. Commission employees received a six percent economic adjustment effective April 1, 1983 and five percent economic adjustment effective April 1, 1984 in accordance with the Compensation Restraint Act.

Work force positions filled at year end totalled 326, with 222 employees located North of 60°. Staff on force during the year averaged 329 employees.

Training

During 1983/84 the Chilliwack Diesel Technician Training Program continued with four employees graduating from, or commencing, this military program. In each of the courses, one Commission employee has taken top honors.

The Plant and System Operator Training Program continued during the year, with six Yellowknife employees having passed the program requirements and examinations ahead of schedule at year end. All new hire operators were progressing satisfactorily on the program and were appropriately awarded in recognition of this progress. An in-house Operator Training Program was implemented at Inuvik during the year to handle the temporary plant operation until a new plant is constructed in 1984.

Head Office Financial, Information Services and Public and Corporate Affairs employees continued to progress through the lengthy R.I.A. program.

PERSONNEL

Relations avec les employés

Le rendement d'un service public, aux clients de la Commission, dépend de l'intérêt et de la compétence de chacun des employés de la C.E.N.C. Souvent fournis dans des conditions sub-artiques et d'isolement, ce service requiert, de la part des employés, initiative, ressources et détermination. La Commission apprécie l'implication et la loyauté de tous ses employés, pour leurs efforts à fournir les services essentiels dans des circonstances aussi difficiles et imprévisibles.

La convention collective entre la Commission et l'Alliance des Services Publics du Canada (PSAC) devait prendre fin le 31 décembre 1983. La Loi de Compensation dans le Secteur public a permis l'élongation de cette période jusqu'au 31 décembre 1984, et les parties ont mutuellement convenu de ne pas entamer de négociations concernant les facteurs sans incidence économique. Les employés de la Commission ont bénéficié d'un ajustement économique de 6%, effectif au premier avril 1983, et un autre ajustement de 5% à compter du premier avril 1984, conformément aux clauses de la Loi de Compensation.

Le nombre d'emplois remplis à la fin de l'année se chiffrait à 326, dont 22 ont dû se rendre au nord du 60° parallèle. Le personnel, au cours de l'année, s'est chiffré à 329 employés.

Formation

Au cours de la période 1983-84, le Programme de Formation en Technique Diesel Chilliwack s'est poursuivi avec quatre employés, débutants ou rendus au stage de la graduation, de ce programme militaire. Dans chacune des matières, un employé de la Commission a décroché tous les honneurs.

Le Programme de Formation d'Opérateur d'Usine et de Systèmes s'est poursuivi au cours de l'année, également, avec 6 employés stationnés à Yellowknife, qui ont rempli, avec succès, les conditions et les examens, en avance sur la cédule prévue. Les nouveaux opérateurs engagés ont progressé d'une façon satisfaisante dans le programme et leur mérite a été dûment reconnu. Un Programme de Formation d'Opérateurs a été instauré à Inuvik, au cours de l'année, pour répondre aux besoins d'opération de l'usine temporaire, jusqu'à ce qu'une nouvelle usine soit construite en 1984.

Les employés du Service des Finances, de l'Information et des Affaires publiques et corporatives, au bureau-chef, ont continué leur formation en suivant le Programme R.I.A.

The in-house Supervisory Management Training Program at Level 1 was presented at Frobisher Bay, Whitehorse and Yellowknife during 1983. Twenty-six field supervisors, including office managers, received the benefit of this Supervisory Training.

Safety and Security Training Programs were presented at four area plants for Supervisory and Non-Supervisory employees who have a responsibility within the Safety and Security function.

Safety and Security

During 1983, safety awareness and responsibility continued to be stressed. Accident frequency and severity rates once again dropped from the previous year's level, while medical and compensation benefits and pension costs rose significantly due to inflation.

Concentration was placed on strengthening the effectiveness and efficiency of the Area Joint Safety/Health Committees which are considered to be the backbone and strength of the Commission's safety program.

Particular emphasis was placed on fire protection and prevention in the latter part of 1983. A long term ongoing inspection and employee training program was formulated in liaison with the Dominion Fire Commissioner and commenced at Inuvik, N.W.T. This program is proposed to be expanded to all areas of Commission operations, with inspections and training programs being directed by the Commission Safety, Training and Security Coordinator and a representative of the D.F.C.

National Energy Board Public Inquiry

At the request of the Honourable John Munro, Minister of Indian Affairs and Northern Development, the Minister of Energy, Mines and Resources, the Honourable Jean Chretien, requested the National Energy Board in early 1983 to inquire into and report on rate matters relating to Northern Canada Power Commission, pursuant to Section 22(2) of the National Energy Board Act. Mr. Munro stated that he wished to receive advice in preparing a response to recommendations pertaining to NCPC

Le Programme-maison de Formation en supervision administrative, au niveau I, a été présenté à Frobisher Bay, Whitehorse et Yellowknife, en 1983. Vingt-six superviseurs sur le terrain, comprenant des gérants de bureau, ont bénéficié de ce programme.

Les Programmes de Formation en Sécurité ont été présentés dans 4 usines régionales pour les employés en supervision ou non, qui ont une responsabilité dans le domaine de la sécurité.

Sécurité

Au cours de 1983, l'emphase a encore été placée sur la prise de conscience et de responsabilité dans le domaine de la sécurité. Les taux de fréquence et de gravité des accidents a, encore une fois, chuté comparativement à ceux de l'année précédente, alors que les bénéfices médicaux et la compensation, et les coûts de pension, ont considérablement augmenté dû à l'inflation.

L'accent a surtout été mis sur le renforcement de l'utilité et de l'efficacité des Comités conjoints sur la Sécurité et la Santé de la région, qui sont considérés comme la charpente et la force du programme de sécurité de la Commission.

Un accent particulier a été mis sur la protection et la prévention des incendies, un peu plus tard, en 1983. Un programme d'inspection et de formation d'employés a été élaboré en collaboration avec le Commissaire aux Incendies du Dominion, et a été instauré à Inuvik dans les Territoires du Nord-ouest. On se propose d'étendre ce programme à toutes les régions où ont lieu des travaux de la Commission, avec programme d'inspection de formation dirigés par le Coordonnateur de la Sûreté, de la Formation et de la Sécurité de la Commission, et un représentant du Commissaire aux Incendies du Dominion.

Enquete Publique du Conseil National de l'Energie

A la requête de l'Honorable John Munro, ministre des Affaires indiennes et du Grand Nord canadien, le ministre de l'Energie, des Minest et Ressources, l'Honorable Jean Chrétien, a demandé au Conseil national de l'Energie, au début de 1983, d'enquêter, et de faire rapport, en matière de taux en ce qui concerne la C.E.N.C., conformément à la section 22(2) de la Loi du Conseil national de l'Energie. Monsieur Munro a exprimé le désir d'être informé pour la préparation d'une réponse aux recommandations ayant trait à la C.E.N.C. qui étaient faite dans le rapport "Electrical Power North of 60°" (Pouvoir électrique au nord du 60ième

which were contained in the report "Electrical Power North of 60°", known as the Penner Report. This report, dated April, 1982 was prepared following an inquiry by a Sub-Committee of the Standing Committee of the House of Commons on Indian Affairs and Northern Development. The subject matters of the NEB inquiry included:

- 1) A review of the Rate Base for the base year (period April 1, 1982 through March 31, 1983) and the test year (period April 1, 1983 through March 31, 1984);
- 2) An examination of rate of return on rate base matters;
- 3) Determination of the revenue requirement for the test year;
- 4) Determination of rate design;
- 5) An assessment of how NCPC should be regulated; and
- 6) Possible development of recommendations respecting amendments to the NCPC Act.

The public inquiry commenced in Whitehorse, Y.T. on June 6, 1983 and concluded in Yellowknife, N.W.T. on July 13, 1983. During this period, the Board held sittings in Fort Smith, Inuvik, Frobisher Bay, Pangnirtung, Rankin Inlet, Baker Lake and Cambridge Bay, N.W.T. as well as the two Territorial capital cities.

Following the inquiry, the report of the National Energy Board was made public in late October, 1983. Major recommendations of the report to the Minister of Indian Affairs and Northern Development included:

- 1) Effective April, 1985, rates for electricity charged by NCPC be made subject to the complete and final approval of a separate Federal regulatory agency following public hearings in the Yukon and N.W.T.;
- 2) NCPC be permitted to operate as a public utility on a business like basis, with any Federal subsidies directed towards utility rate relief to be provided independent of NCPC operations;
- 3) NCPC continue to operate as a single entity owned by the Federal Government, with the Head Office remaining in Edmonton;
- 4) Electricity rates be based on cost of service and determined using the rate base/rate of return method with separate rate zones for areas supplied from hydro or diesel generation;

parallèle), connu sous le nom de Rapport Penner. Ce rapport, daté d'avril 1982, a été préparé à la suite de l'enquête du sous-comité dépendant du Comité permanent de la Chambre des Communes sur les Affaires indiennes et le Développement du Grand Nord canadien. La matière traitée lors de l'enquête du C.N.E. comportait:

- 1) Une révision des taux de base pour l'année d'établissement (période du premier avril 1982 au 31 mars 1983) et pour l'année d'essai (période du premier avril 1983 au 31 mars 1984);
- 2) Un examen du taux de retour sur les matières sujettes au taux de base;
- 3) Etablissement des exigences de revenus pour l'année d'essai;
- 4) Etablissement d'une projection tarifaire;
- 5) Une évaluation des méthodes de réglementation de la C.E.N.C.; et
- 6) Mise à exécution possible des recommandations, tout en respectant les amendements de la Loi de la C.E.N.C.

L'enquête publique a débuté, à Whitehorse, le 6 juin 1983, et s'est terminée, à Yellowknife, dans les Territoires du Nord-ouest, le 13 juillet 1983. Durant cette période, le Conseil a tenu des assises à Fort Smith, Inuvik, Frobisher Bay, Pangnirtung, Rankin Inlet, Baker Lake et Cambridge Bay, dans les Territoires du Nord-ouest, ainsi que dans les deux capitales des Territoires.

A la suite de l'enquête, le rapport du Conseil national de l'Energie a été rendu public à la fin du mois d'octobre, en 1983. Les recommandations contenues dans ce rapport au Ministre des Affaires indiennes et du Grand Nord canadien comprenaient:

- 1) Qu'à compter d'avril 1985, les taux d'électricité, chargés par la C.E.N.C., soient sujets à approbation complète et finale d'une agence fédérale de régulation, faisant suite aux audiences tenues dans le Yukon et les Territoires du Nord-ouest;
- 2) Qu'il soit permis à la C.E.N.C. d'opérer, en tant que service public, sur une base commerciale, ayant droit à tous les subsides fédéraux accordés pour la réduction des taux pour les services à être fournis, indépendamment des opérations de la C.E.N.C.;
- 3) Que la C.E.N.C. continue d'opérer comme entité distincte, propriété du gouvernement fédéral, avec bureau-chef à Edmonton;
- 4) Que les taux d'électricité soient basés sur le coût du service, et déterminé par la formule taux de base/taux de retour, incluant des taux différents pour les régions desservies par production thermique ou diesel;

- 5) Conversion of some of NCPC's debt to equity;
- 6) Forgiveness of debt that exists related to prior year's losses and outstanding loans associated with any assets no longer in use; and
- 7) Financial arrangements between NCPC and the Federal Government to permit hydroelectric projects which are determined to be economical in the long term to be developed without risk to Northern residents, subject to review by the Federal regulatory agency.

The Minister announced on February 17, 1984, acceptance of many of the recommendations of the National Energy Board, including:

- a) retention of NCPC as a single entity owned by the Federal Government;
- b) future regulation of NCPC by the National Energy Board;
- c) addition of two members to the Commission Board of Directors with background expertise in the electric utility industry;
- d) NCPC's electric utility rates to reflect cost of service;
- e) subsidization of electric power rates to be accomplished outside the regulatory process; and
- f) extension of the Federal Power Support Program by one year to March 31, 1985 to permit time to re-examine the program.

The Minister also announced the decision to relocate the Commission's Head Office from Edmonton to Yellowknife, N.W.T. on a phased basis over a three year period.

PLANNING

Effect of Economic Conditions on NCPC Operations

Although the lead/zinc mine of Cyprus Anvil Mining Corporation at Faro, Y.T. commenced a stripping mode of operation in the summer of 1983 following complete shutdown in June of 1982, electrical consumption by this major industrial customer was only slightly increased to approximately 20 GWh per year as compared with an annual consumption of approximately 165 GWh prior

- 5) Que certaines dettes de la C.E.N.C. soient converties en équité;
- 6) Que les dettes existantes, relatives aux pertes des années précédentes soient oubliées, ainsi que les emprunts en vigueur ayant trait à des propriétés qui ne sont plus en usage; et
- 7) Que des ententes financières soient prises entre la C.E.N.C. et le gouvernement fédéral afin de permettre que les projets hydroélectriques, qui sont considérés comme économiques à long terme, soient réalisés sans risque pour les résidents du nord, ceci étant sujet à révision par l'agence fédérale de régulation.

Le Ministre a annoncé, le 17 février 1984, l'approbation de plusieurs des recommandations du Conseil national de l'Energie, dont:

- a) la reconnaissance de la C.E.N.C. comme entité distincte, propriété du gouvernement fédéral;
- b) la réglementation future de la C.E.N.C. par le C.N.E.;
- c) l'addition de deux membres sur le Conseil de direction, avec expérience dans l'industrie de l'électricité;
- d) que les taux de service d'électricité de la C.E.N.C. reflètent le coût des services;
- e) que les subventions pour les taux de pouvoir électrique, soient en dehors du procédé de régulation; et
- f) l'extension du programme de support fédéral pour un an, jusqu'au 31 mars 1985, pour laisser le temps de réexaminer le programme.

Le Ministre a également annoncé la décision de déménager les locaux du bureau-chef, d'Edmonton à Yellowknife, dans les Territoires du Nord-ouest, par phase s'étendant sur une période de trois ans.

PLANIFICATION

Effets des conditions économiques sur les activités de la C.E.N.C.

Bien que les opérations de mise à nu, à la mine plomb/zinc de la Cyprus Anvil Mining Corporation, à Faro, au Yukon, aient commencé à l'été 1983, après un arrêt complet des travaux en juin 1982, la consommation en électricité, par ce client important, n'a été augmentée, légèrement, que jusqu'à 20 GW-heure par année, comparativement à une consommation annuelle d'environ 165 GW-heure avant l'arrêt des opérations. Comme conséquence,

to the shutdown. As a consequence, significant hydro capacity available from the Whitehorse/Aishihik hydro system remained unutilized during the year. At year end, no specific proposals to resume full operations at the mine site had been received by NCPC.

Several other mining companies serviced by NCPC which had also shutdown operations in 1982/83 due to depressed metal markets returned to production again in the summer of 1983. United Keno Hill Mines Ltd., serviced by the Commission's hydro system in Mayo, Y.T. resumed production in August, 1983. Pine Point Mines Ltd. at Pine Point, N.W.T. also resumed production in June, 1983, after having shutdown in January, 1983.

The excess hydro capacity which became available from the Whitehorse/Aishihik hydro system following shutdown of Cyprus Anvil Mining Corporation necessitated the examination of alternate marketing arrangements in the Whitehorse area. An initial market which was successfully negotiated was a resumption of secondary (interruptible) energy to the Whitehorse Hospital for electric boiler operation as an alternative to normal fuel-fired heating in the hospital. This market resulted in approximately 9 GWh of interruptible energy sales during 1983/84 and is expected to increase to approximately 11 GWh in 1984/85. This energy is marketed at a rate competitive with conventional fuel-fired systems, but is subject to interruption at any time, by NCPC, as base load increases and excess hydro capacity is fully utilized. Negotiations with several additional potential large customers in the Whitehorse area, in cooperation with the local retail distributor, the Yukon Electrical Company Limited, took place during the year directed towards increased marketing of interruptible energy in 1984/85.

Another major market which was actively investigated during the year was a possible intertie between the Whitehorse/Aishihik hydro system and S.E. Alaska. Various alternative schemes were examined in cooperation with Alaska Power Administration and the Alaska Power Authority. A preliminary report at year end indicated a long term financial benefit to both utilities should base load grow at a low rate at Whitehorse and a relatively high rate in the Skagway-Juneau-Haines, Alaska area.

un potentiel thermique très significatif, provenant du réseau Whitehorse/Aishihik, restait non-utilisé durant l'année. A la fin de l'année, aucune proposition particulière, quant à la reprise complète des opérations à la mine, n'avait été reçue aux bureaux de la C.E.N.C.

Plusieurs autres compagnies minières, desservies par la C.E.N.C., qui avaient aussi fermé leurs chantiers, en 1982-83, à cause de la baisse sur les marchés des métaux, ont repris la production au cours de l'été de 1983. La firme United Keno Hill Mines Ltd., desservie par le réseau hydrothermique de la Commission, à Mayo, au Yukon, a repris les opérations en août 1983. Pine Point Mines Ltd., à Pine Point, dans les Territoires du Nord-ouest, a également repris les travaux en juin 1983, après un arrêt en janvier de la même année.

Le potentiel thermique alors en surplus, provenant du réseau Whitehorse/Aishihik à la suite de la fermeture de la Cyprus Anvil Mining Corporation, a nécessité l'étude de nouveaux débouchés du marché dans la région de Whitehorse. L'un des premiers débouchés à être négocié avec succès fut celui d'alimenter en énergie secondaire (interruptible) l'Hôpital de Whitehorse pour l'opération, au moyen de l'électricité, des chaudières à eau chaude comme alternative au chauffage normal à combustion. Cette opération a eu pour résultat des ventes de l'ordre de 8 GW-heure en énergie interruptible, avec une augmentation prévue jusqu'à 11 GW-heure pour 1984-85.

L'énergie est fournie à un taux compétitif comparativement aux systèmes de brûlage conventionnels, mais est sujette à interruption, en tout temps, par la C.E.N.C., à mesure que la demande augmente et que le potentiel thermique en surplus est utilisé complètement. Des négociations avec plusieurs autres clients éventuels, dans la région de Whitehorse, en collaboration avec le distributeur local, The Yukon Electrical Company Limited, ont eu lieu au cours de l'année, et ont porté sur la vente accrue d'énergie interruptible en 1984-85.

Un autre débouché important qui a été sérieusement étudié au cours de l'année, est celui d'une conjugaison possible entre le réseau thermique Whitehorse/Aishihik et la S.E. Alaska. D'autres alternatives ont été étudiées en collaboration avec l'Alaska Power Administration et l'Alaska Power Authority. Un rapport préliminaire, publié à la fin de l'année, indique la possibilité d'un profit à long terme pour les deux services, même si le volume de base devait s'accroître à un taux plus bas à Whitehorse, et à un taux relativement plus élevé à Skagway-Juneau-Haines, dans la région de l'Alaska.

MacDonald Royal Commission

Chairman, J. Smith and H. Kaldor, the Commission's former Yukon Regional Manager, presented a submission to the MacDonald Royal Commission at Whitehorse on Sept. 10, 1983 on behalf of NCPC. The submission provided the Royal Commission with a brief outline of the activities and the mandate of NCPC, ending with the conclusion that Government must institute a more rational and systematic approach to development in the North than the ad hoc basis of development of past years.

Beaufort Sea Environmental Assessment Panel

Mr. J. Smith and Mr. M. Foster, Financial Consultant to NCPC, appeared at the Beaufort Sea Environmental Assessment Review Panel Hearings held at Whitehorse on December 12, 1983. The brief presented on behalf of NCPC indicated that NCPC had presented a paper in July, 1982 to the Panel entitled "Position Statement on the Beaufort Sea Hydro Carbon Production Proposal". In its 1983 presentation, the Commission stated its position on several matters of interest and specifically recommended that: any Mackenzie River transportation corridor must provide for the eventual construction of a hydro transmission line to deliver power to the Beaufort Sea region; that the proponents should make fuels available to neighbouring communities to the maximum extent feasible; and that the provision of future electrical service to Tuktoyaktuk be rationalized on an overall basis and the needs of the permanent residents of the community be accommodated.

La Commission MacDonald

Le président du Conseil, J. Smith, et H. Kaldor, ancien gérant régional de la Commission pour le Territoire du Yukon, ont déposé, devant la Commission royale MacDonald, à Whitehorse, le 10 septembre 1983, un document au nom de la C.E.N.C. Ce document fournissait à la Commission royale un bref exposé des activités et du mandat de la C.E.N.C., et, en conclusion, stipulait que la Gouvernement devrait instaurer une approche plus rationnelle et plus systématique quant au développement dans le Nord canadien, plutôt que des phases "ad hoc" de développement telles celles des années précédentes.

Comité d'Évaluation de l'Environnement de la Mer de Beaufort

Monsieur J. Smith, et monsieur M. Foster, conseiller spécial auprès la C.E.N.C., ont participé aux audiences du Comité de Revision sur l'évaluation de l'environnement de la Mer de Beaufort, tenues le 12 décembre 1983, à Whitehorse. Le dossier, présenté au nom de la C.E.N.C., indiquait que cette dernière avait déposé, en juillet 1982, un document devant le Comité, intitulé "Position statement on the Beaufort Sea Hydro Carbon Production Proposal" (Exposé sur la situation - Proposition sur la production d'hydro-carbure dans la mer de Beaufort). Dans sa présentation de 1983, la Commission faisait état de sa position concernant plusieurs secteurs d'intérêt et, spécifiquement, recommandait que: tout corridor de transport sur la rivière Mackenzie puisse servir à la construction éventuelle de lignes de transmission, afin d'amener le courant jusqu'à la région de la mer de Beaufort; que les distributeurs mettent les combustibles à la disposition des communautés environnantes, au maximum de leur capacité; et que les dispositions nécessaires soient prises, sur une base globale, pour répondre aux demandes en électricité de Tuktoyaktuk et des résidents permanents de la communauté.



AUDITOR'S REPORT

The Honourable John Carr Munro, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1984 and the statements of operations and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1984 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within its statutory powers.

Raymond Dubois, C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 1, 1984

RAPPORT DU VERIFICATEUR

L'honorable John Carr Munro, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et
du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1984 ainsi que l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de la situation financière de la Commission au 31 mars 1984 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Pour le vérificateur général du Canada
Raymond Dubois, C.A.
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 1er juin 1984

**STATEMENT OF INCOME
AND RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1984**

**ETAT DES REVENUS
ET DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1984**

	1984	1983	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Revenues			Revenus
Sale of power	\$73,749	\$70,826	Vente de courant
Sale of heat	7,043	7,098	Vente de chaleur
Other	1,127	1,333	Autres
	<u>81,919</u>	<u>79,257</u>	
Expenses			Dépenses
Operations and maintenance	47,764	45,200	Exploitation et entretien
Depreciation	7,843	6,971	Amortissement
Engineering and general administration (Note 6)	5,577	4,991	Administration générale et services de génie (note 6)
	<u>61,184</u>	<u>57,162</u>	
Income from operations	20,735	22,095	Bénéfice des exploitations
Interest (Note 7)	<u>14,879</u>	<u>14,843</u>	Intérêt (note 7)
Net income for the year	5,856	7,252	Bénéfice net pour l'exercice
Retained earnings (deficit) at at beginning of the year	<u>3,069</u>	<u>(4,183)</u>	Bénéfices non répartis (déficit) au debut de l'exercice
Retained earnings at end of the year	<u>\$ 8,925</u>	<u>\$ 3,069</u>	Bénéfices non répartis a la fin de l'exercice
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1984**

**ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1984**

	1984	1983	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Source of working capital			Provenance du fonds de roulement
Operations			Exploitation
Net income for the year	\$ 5,856	\$ 7,252	Bénéfice net pour l'exercice
Items not requiring an outlay of funds			Eléments n'exigeant aucune mise de fonds
Depreciation	7,843	6,971	Amortissement
Other	159	15	Autres
	<u>13,858</u>	<u>14,238</u>	
Increase in loans from Canada	141,560	39,457	Augmentation en emprunts auprès du Canada
	<u>155,418</u>	<u>53,695</u>	
Application of working capital			Utilisation du fonds de roulement
Reduction of loans from Canada	124,434	6,757	Diminution des emprunts auprès du Canada
Additions to property and equipment	30,098	34,204	Additions aux bien-fonds et au matériel
	<u>154,532</u>	<u>40,961</u>	
Increase in working capital	886	12,734	Augmentation du fonds de roulement
Working capital at beginning of the year	18,696	5,962	Fonds de roulement au début de l'exercice
Working capital at end of the year	<u>\$ 19,582</u>	<u>\$18,696</u>	Fonds de roulement à la fin de l'exercice
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

**BALANCE SHEET AS AT
MARCH 31, 1984**

ASSETS

ACTIF

1984 1983
(thousands of dollars)
(en milliers de dollars)

Property and equipment

Bien-fonds et matériel

In service (Note 3)
Projects under construction

\$229,892 \$170,256
248 37,788
230,140 208,044

En service (note 3)
Constructions en cours

Current

A court terme

Cash and term deposits

12,345 19,850

Encaisse

Accounts receivable

Utilities

Other

10,728 10,056
3,808 1,911

Débiteurs

Services publics

Autres

Inventories

Fuel and lubricants

Other supplies

11,145 9,526
2,253 2,360
40,279 43,703

Stocks

Combustibles et lubrifiants

Autres fournitures

\$270,419 \$251,747

Approved:

Approuvé:

Un Membre



Member

LIABILITIES

PASSIF

	1984	1983	
	(thousands of dollars)		
	(en milliers de dollars)		
Long-term			A long terme
Loans from Canada (Note 4)	\$240,797	\$223,671	Emprunts auprès du Canada (note 4)
Current			A court terme
Due to Canada			Dû au Canada
Overdue instalments and related interest	—	9,192	Versements en retards et intérêt y relié
Current portion of long-term loans	9,068	6,757	Tranche à court terme de la dette à long terme
Accounts payable	10,694	6,704	Créditeurs
Contractors' holdbacks	935	2,354	Retenues des entrepreneurs
	20,697	25,007	
	261,494	248,678	

EQUITY OF CANADA

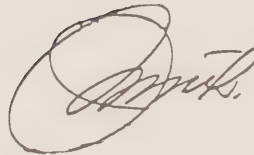
AVOIR DU CANADA

Retained earnings	8,925	3,069	Bénéfices non répartis
	\$270,419	\$251,747	

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

le Président



Chairman

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission, formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948, is a Crown Corporation named in Schedule C to the Financial Administration Act and operates under the Northern Canada Power Commission Act. The Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of the significant accounting policies of the Commission is as follows:

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

Losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off to operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of property and equipment retired less disposal proceeds is charged or credited to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation of property and equipment, financed by loans from Canada, in service prior to March 31, 1977, excluding the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Property and equipment, financed by loans from Canada and placed in service subsequent to March 31, 1977, including the Head Office building, and property and equipment purchased from internally generated funds, are depreciated on the straight-line method.

1. Autorisation et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, auparavant la "Northwest Territories Power Commission" établie en 1948, est une société de la Couronne nommée à l'Annexe C de la Loi sur l'administration financière et elle opère en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada.

2. Conventions comptables

Ces états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés convenables vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Voici le résumé des principales conventions comptables de la Commission:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres qui ont été comptabilisés à la valeur nominale, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les coûts directs de biens et de services, le coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt, au taux régnant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la durée de la construction et une partie des frais des services de génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Les pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel à la suite de circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui n'ont pas été introduits dans le cycle de production, sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Lors des retraits ordinaires, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation est imputé ou crédité à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats.

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel financés à même des emprunts auprès du Canada, mis en service avant le 31 mars 1977, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé comme un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les biens-fonds et le matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada et mis en service après le 31 mars 1977, y compris l'immeuble du siège social, et les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, sont amortis selon la méthode linéaire.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	10-15 years
Motor vehicles	4 years

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for any decline in value of slow-moving inventory.

Employee termination benefits

Employees are entitled to specified benefits on termination as provided for under labour contracts and conditions of employment. The liability for these payments is recorded in the accounts as the benefits accrue to the employees.

Pension plan

All employees are covered by the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. Contributions to the Plan are required from both the employee and the Commission. These contributions represent the total liability of the Commission and are recognized in the accounts on a current basis.

Grants in lieu of taxes

Grants in lieu of taxes are based on estimated municipal assessments adjusted in accordance with the Municipal Grants Act. Grants are paid after the amounts have been audited by the Municipal Grants Division of Public Works Canada. Any adjustments upon finalization are reflected in the accounts in the year of settlement.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives suivantes:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Bâtiments	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie pour tenir compte de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.

Prestations de cessation d'emploi

Les employés ont droit à des prestations particulières lors de leur départ comme le prévoient leurs contrats de travail et leurs conditions d'emploi. Le passif à l'égard de ces versements est inscrit aux comptes à mesure que les prestations s'accumulent aux employés.

Régime de retraite

Tous les employés font partie du Régime de pension de retraite de la fonction publique géré par le gouvernement du Canada. Les cotisations au Régime sont exigées à la fois des employés et de la Commission. Ces cotisations représentent à la limite le passif de la Commission et elles sont portées aux comptes de façon courante.

Subventions tenant lieu de taxes

Les subventions tenant lieu de taxes sont fondées sur une estimation des évaluations municipales rajustées en conformité de la Loi sur les subventions aux municipalités. Les subventions sont versées après que les sommes ont été vérifiées par la Division des subventions aux municipalités de Travaux publics Canada. Tous les rajustements lors de l'étape définitive sont présentés dans les comptes de l'exercice du règlement.

3. Property and equipment in service

	1984	1983
	(thousands of dollars)	
Electric power plants	\$231,443	\$167,105
Transmission and distribution systems	37,866	37,460
Other utilities	3,819	5,006
Staff accommodation	3,829	3,776
Warehouses, motor vehicles and general facilities	7,041	6,905
	<u>283,998</u>	<u>220,252</u>
Less accumulated depreciation	<u>54,106</u>	<u>49,996</u>
	<u>\$229,892</u>	<u>\$170,256</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest, is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free, but should any instalment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1984, loans for capital expenditures carried interest at rates ranging from 4% to 15.625%, with a weighted average interest rate of 10.098%. Borrowings during the year were at an average interest rate of 9.553% (1983 - 13.115%) and included \$115,806,000 which was used to extinguish the balances outstanding at March 31, 1984 on certain loans from Canada received during the period April 1, 1971 to March 31, 1977. The new loan is payable at interest rates identical to those of the loans extinguished.

3. Biens-fonds et matériel en service

	1984	1983
	(en milliers de dollars)	
Centrales hydro-électriques	\$231,443	\$167,105
Réseaux de transmission et de distribution	37,866	37,460
Autres services publics	3,819	5,006
Locaux du personnel	3,829	3,776
Entrepôts, véhicules auto- mobiles et installations générales	7,041	6,905
	<u>283,998</u>	<u>220,252</u>
Moins l'amortissement accumulé	<u>54,106</u>	<u>49,996</u>
	<u>\$229,892</u>	<u>\$170,256</u>

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses d'immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt aux taux régnant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le prêt en entier comprenant l'intérêt couru est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant à ce moment-là, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1984, les emprunts pour les dépenses d'immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 4% à 15.625%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 10.098%. Les emprunts au cours de l'exercice furent consentis à un taux moyen d'intérêt de 9.553% (1983 - 13.115%) et renferment \$115,806,000 qui ont servi à régler les soldes en souffrance au 31 mars 1984 sur certains emprunts auprès du Canada reçus au cours de la période allant du 1er avril 1971 au 31 mars 1977. Le nouvel emprunt est remboursable à des taux d'intérêt identiques à ceux des emprunts qui furent remboursés.

Loans from Canada mature as follows:

	(thousands of dollars)
1985	\$ 9,068
1986	9,511
1987	9,921
1988	10,371
1989	10,499
1990 - 2024	<u>200,495</u>
	<u>249,865</u>
Less current portion	<u>9,068</u>
	<u>\$240,797</u>

Les emprunts auprès du Canada viennent à échéance de la façon suivante:

	(en milliers de dollars)
1985	\$ 9,068
1986	9,511
1987	9,921
1988	10,371
1989	10,499
1990 - 2024	<u>200,495</u>
	<u>249,865</u>
Moins la tranche à court terme	<u>9,068</u>
	<u>\$240,797</u>

5. Hydro investigation studies

During the year, the Commission completed its special investigation studies on the hydro generation potential of the Mid-Yukon, for which authorized funding of \$3,150,000 was received from Canada. The studies were completed at a cost of \$3,123,000. The balance of \$27,000 (1983 - \$26,000) was refundable to Canada, of which \$2,000 remained unpaid at March 31, 1984. However, should electricity for consumption be provided as a result of these studies, then the cost of these studies (with accrued interest) will become repayable to Canada.

5. Etudes de sites hydro-électriques

Au cours de l'exercice, la Commission a terminé ses études spéciales de sites en puissance pour la production d'énergie hydro-électrique dans le centre du Yukon pour lesquelles elle a reçu du Canada des versements ne dépassant pas \$3,150,000. Les études furent achevées au coût de \$3,123,000. Le solde de \$27,000 devait être remboursé au Canada et de ce solde \$2,000 demeuraient impayés au 31 mars 1984 (1983 - \$26,000). Toutefois, si l'on devait être en mesure de fournir de l'électricité à la consommation à la suite de ces études, alors le coût de celles-ci, de même que l'intérêt couru, seraient remboursables au Canada.

6. Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$642,000 (1983 - \$598,000) allocated to capital and recoverable projects.

6. Dépenses d'administration générale et services de génie

Les dépenses d'administration générale et services de génie ont été réduites d'une somme de \$642,000 (1983 - \$598,000) attribuée aux projets d'immobilisations et aux projets à recouvrer.

7. Interest

	1984	1983
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term loans	\$21,700	\$18,596
Other loans	<u>676</u>	<u>676</u>
	<u>22,376</u>	<u>19,272</u>
Less:		
Interest capitalized at 13.625% (1983 - 14.515%)	<u>5,667</u>	<u>2,503</u>
Income from term deposits	<u>1,830</u>	<u>1,926</u>
	<u>7,497</u>	<u>4,429</u>
	<u>\$14,879</u>	<u>\$14,843</u>

7. Dépense d'intérêt

	1984	1983
	(en milliers de dollars)	
Intérêt sur les emprunts à long terme	\$21,700	\$18,596
Autres emprunts	<u>676</u>	<u>676</u>
	<u>22,376</u>	<u>19,272</u>
Moins: Intérêt capitalisé à 13.625% (1983 - 14.515%)	<u>5,667</u>	<u>2,503</u>
Revenu provenant des dépôts à terme	<u>1,830</u>	<u>1,926</u>
	<u>7,497</u>	<u>4,429</u>
	<u>\$14,879</u>	<u>\$14,843</u>

8. Commitments

At March 31, 1984, the estimated committed cost to complete capital projects under construction is approximately \$1,127,000 (1983 - \$24,674,000).

9. Related party transactions

In addition to the transactions described in Notes 4 and 5, the Commission has significant transactions with the Government of Canada and its agencies, as well as with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory. These transactions and resulting balances comprise:

	1984	1983
	(thousands of dollars)	
Sale of power and heat	\$42,964	\$36,529
Purchase of fuel	7,815	6,460
Contributions to the Public Service Superannuation Plan	655	641
Treasury Bills and Accrued Interest	11,948	—
Accounts receivable	4,783	4,277
Accounts payable	1,287	1,593

Futhermore, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice of Canada.

8. Engagements

Au 31 mars 1984, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations en voie de construction se chiffrait à environ \$1,127,000 (1983 - \$24,674,000).

9. Opérations entre apparentés

En plus des opérations mentionnées aux notes 4 et 5, la Commission effectue un nombre appréciable d'opérations avec le gouvernement du Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces opérations et les soldes qui en découlent comprennent:

	1984	1983
	(en milliers de dollars)	
Vente d'énergie et de chaleur	\$42,964	\$36,529
Achat de combustible	7,815	6,460
Cotisations au régime de pension de retraite de la fonction publique	655	641
Bons du trésor et intérêt couru	11,948	—
Débiteurs	4,783	4,277
Créditeurs	1,287	1,593

De plus, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.

ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1984

29

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March

GENERAL DATA
No. of — Operations
— Employees
— Contract Operators

ELECTRIC POWER
Installed Capacity
(kW in thousands)
Hydro
Thermal
TOTAL

PERCENTAGE HYDRO
CAPACITY

NET PEAK LOAD
(kW in thousands)
Generation
(kWh in millions)
Hydro
Thermal
TOTAL

PERCENTAGE HYDRO
GENERATION

SALES
(kWh in millions)

PERCENTAGE SALES TO
GENERATION

FUEL CONSUMED
(litres 10⁶)

HEAT AND WATER
Heat Sales
(BTU's in billions)

Water Sales
(litres 10⁶)

RESUME STATISTIQUE

Année terminée le 31 mars

DONNEES GENERALES
Nombre — centrales
— employés
— employés à
forfait

ENERGIE ELECTRIQUE
Capacité de production
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique
TOTAL

POURCENTAGE DE CAPACITE
HYDRAULIQUE

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)
Production
(en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique
TOTAL

POURCENTAGE DE GENERATION
HYDRAULIQUE

VENTES
(en millions de kWh)

POURCENTAGE VENTES DE
GENERATION

COMBUSTIBLE CONSOMME
(litres 10⁶)

CHALEUR ET EAU
Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)

Water Sales
(litres 10⁶)

	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	
56 326	56 331	56 333	56 304	56 303	56 304	56 310	56 359	56 368	56 342	52 342	
25	25	25	26	26	25	26	25	22	22	22	
122 145 267	102 143 245	102 142 244	102 142 244	102 142 244	102 142 244	102 134 236	102 132 234	89 123 212	57 109 166	57 109 166	
46	42	42	42	42	42	43	44	42	34	34	
126	139	151	142	131	135	131	126	122	112	112	
491 169 660	495 197 692	528 303 831	556 212 768	585 175 760	568 179 747	590 145 735	487 165 652	529 157 686	439 181 620	439 181 620	
74	72	64	72	77	76	80	75	77	71	71	
581	616	747	692	685	672	633	586	610	562	562	
88	89	90	90	90	90	86	90	89	91	91	
65	72	102	80	70	67	60	64	61	73	73	
353	381	390	408	365	422	415	394	425	465	465	
700	622	725	673	682	705	850	1,214	1,173	1,127	1,127	

SUMMARIZED FINANCIAL STATISTICS (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS	1984	1983	1982	1981	1980
REVENUE					
Electricity Sales	73,749	70,826	66,598	49,579	44,187
Heat Sales	7,043	7,098	5,602	5,272	4,046
Other	1,127	1,333	1,163	1,063	812
	<u>81,919</u>	<u>79,257</u>	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>
EXPENSES					
Operations & Maintenance	47,764	45,200	48,168	32,912	26,543
Engineering & General Administration	5,577	4,991	4,447	3,470	3,060
Depreciation	7,843	6,971	6,367	6,061	5,481
Interest Net	14,879	14,843	13,956	13,871	13,952
	<u>76,063</u>	<u>72,005</u>	<u>72,938</u>	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>
NET INCOME (LOSS)	<u>5,856</u>	<u>7,252</u>	<u>425</u>	<u>(400)</u>	<u>9</u>

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

SOURCE OF FUNDS					
Funds from Operations	13,858	14,238	6,793	5,678	5,546
Loans for Capital Expenditures	135,894	36,954	9,600	5,000	4,000
Other	5,666	2,503	443	68	13
Working Capital Loan	—	—	—	—	—
	<u>155,418</u>	<u>53,695</u>	<u>16,836</u>	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>
APPLICATION OF FUNDS					
Capital Expenditures	30,098	34,204	9,488	5,606	3,674
Reduction in Long Term Debt	124,434	6,757	6,186	6,163	5,541
Other	—	—	—	—	—
	<u>154,532</u>	<u>40,961</u>	<u>15,674</u>	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	<u>886</u>	<u>12,734</u>	<u>1,162</u>	<u>(1,023)</u>	<u>344</u>

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

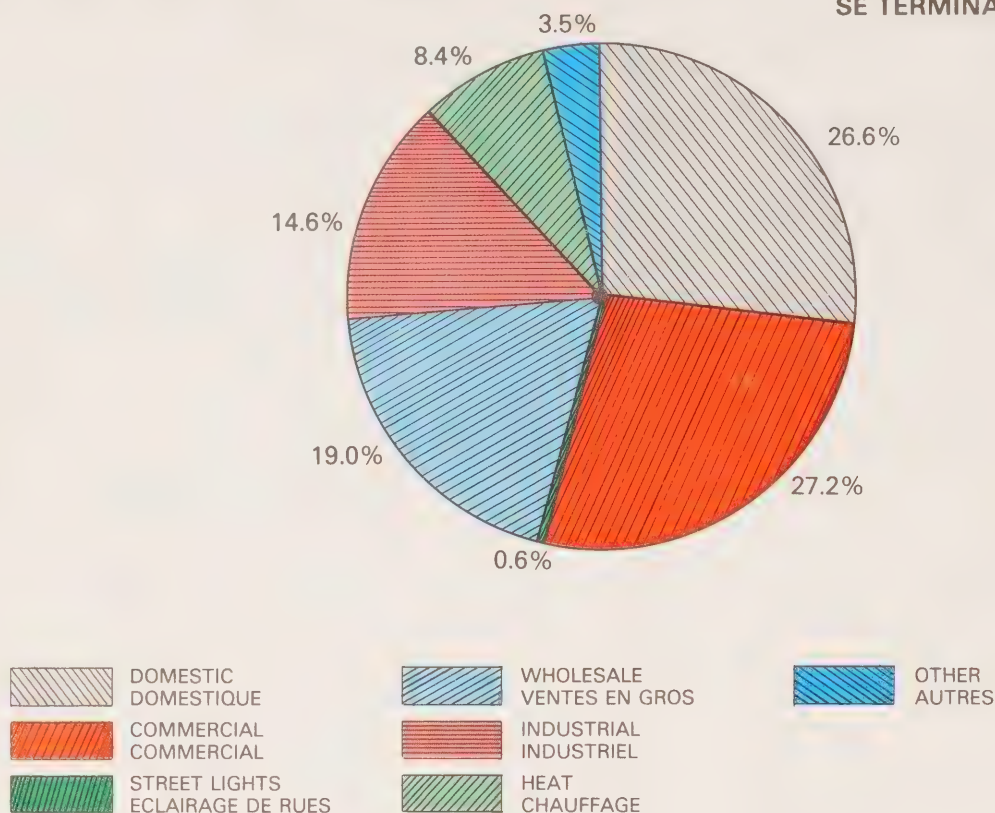
ASSETS					
Property & Equipment at Cost	283,998	220,252	215,590	211,691	209,183
Accumulated Depreciation	(54,106)	(49,996)	(43,318)	(37,492)	(32,414)
Construction in Progress	248	37,788	8,554	3,568	1,538
Current	40,279	43,703	31,505	28,467	27,247
	<u>270,419</u>	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY					
Surplus (Deficit)	8,925	3,069	(4,183)	(4,608)	(4,208)
Long Term Debt	240,797	223,671	190,971	187,175	188,338
Current	20,697	25,007	25,543	23,667	21,424
	<u>270,419</u>	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIERES (\$000)

1979	1978	1977	1976	1975	RELEVÉ DES GAINS
					REVENU
39,561	33,914	25,490	18,814	15,505	Ventes d'électricité
3,945	3,234	3,113	2,470	2,246	Ventes d'énergie calorifique
972	737	939	1,062	1,166	Divers
<u>44,478</u>	<u>37,885</u>	<u>29,542</u>	<u>22,346</u>	<u>18,917</u>	
					DEPENSES
22,601	16,739	20,275	16,253	13,275	Exploitations et entretien
2,604	2,712	1,891	1,658	1,573	Administration technique et générale
4,460	3,807	2,937	2,201	1,657	Amortissement
<u>14,877</u>	<u>14,250</u>	<u>10,594</u>	<u>5,800</u>	<u>3,599</u>	Intérêt - Net
<u>44,542</u>	<u>37,508</u>	<u>35,697</u>	<u>25,912</u>	<u>20,104</u>	
<u>(64)</u>	<u>377</u>	<u>(6,155)</u>	<u>(3,566)</u>	<u>(1,187)</u>	REVENU NET (PERTES)
					RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
					SOURCE DES FONDS
5,303	6,171	(1,723)	177	685	Fonds provenant des exploitations
6,000	8,300	21,000	38,000	43,102	Emprunts pour dépenses capitales
663	2,824	3,957	5,976	2,893	Divers
—	—	—	—	—	Emprunts capitaux pour opérations
<u>19,466</u>	<u>17,295</u>	<u>23,234</u>	<u>44,153</u>	<u>46,680</u>	
					APPLICATIONS DES FONDS
6,136	8,703	22,750	37,094	48,351	Dépenses capitales
5,346	4,457	7,060	1,721	1,425	Réduction de la dette à long terme
—	22	552	649	292	Divers
<u>11,482</u>	<u>13,182</u>	<u>30,362</u>	<u>39,464</u>	<u>50,068</u>	
<u>7,984</u>	<u>4,113</u>	<u>(7,128)</u>	<u>4,689</u>	<u>(3,388)</u>	AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPÉRATION
					RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
					BIENS
205,530	197,840	186,808	140,505	78,829	Propriété et équipement au prix coûtant
(27,280)	(23,062)	(20,167)	(17,380)	(16,177)	Amortissement accumulé
1,933	5,115	12,056	36,888	62,763	Construction en cours
<u>24,887</u>	<u>14,855</u>	<u>19,591</u>	<u>13,385</u>	<u>11,591</u>	Biens courants
<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	
					RESPONSABILITÉS ET SÉCURITÉS DU CANADA
(4,217)	(4,153)	(4,530)	1,625	4,942	Surplus (déficit)
189,879	181,622	176,991	162,199	119,713	Dette à long terme
19,408	17,279	25,827	9,574	12,351	Dette actuelle
<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	<u>173,398</u>	<u>137,006</u>	

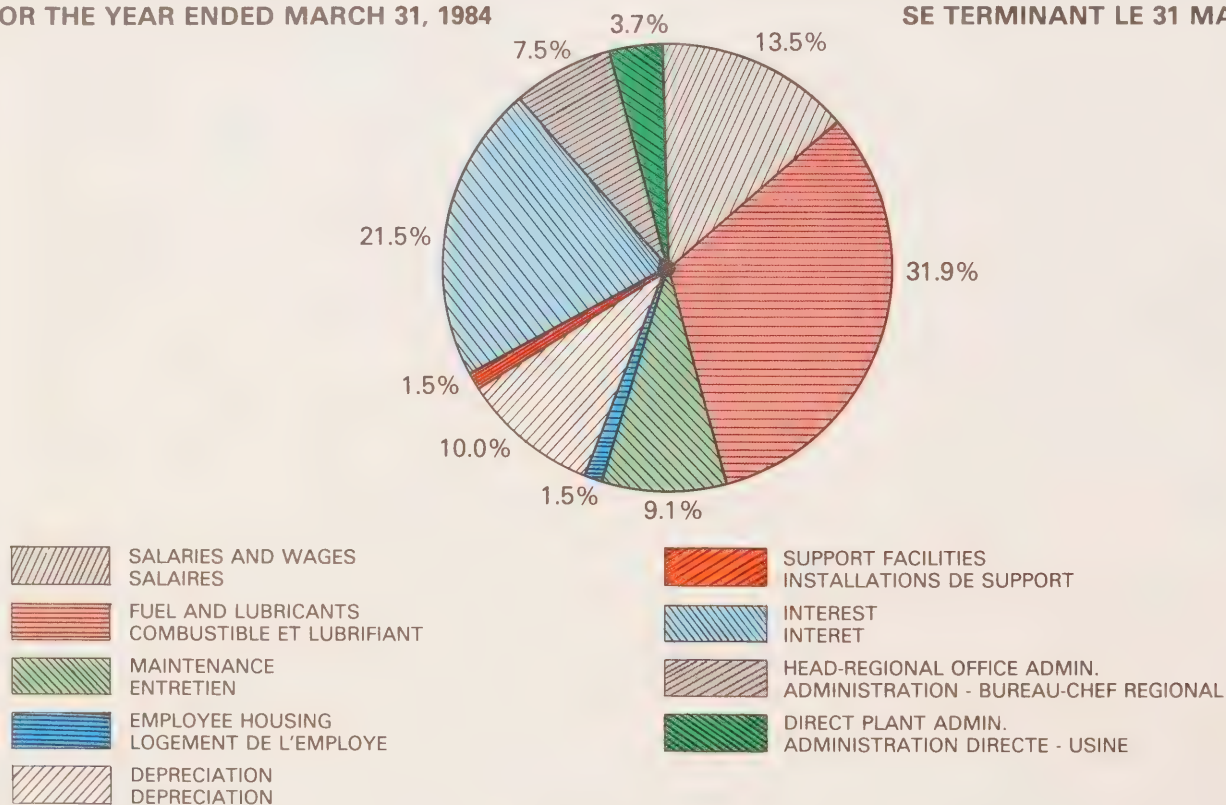
**CORPORATE REVENUE BY RATE CATEGORY
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1984**

**REVENUS DE LA CORPORATION PAR CATEGORIE
DE TAUX POUR LA PERIODE
SE TERMINANT LE 31 MARS 1984**

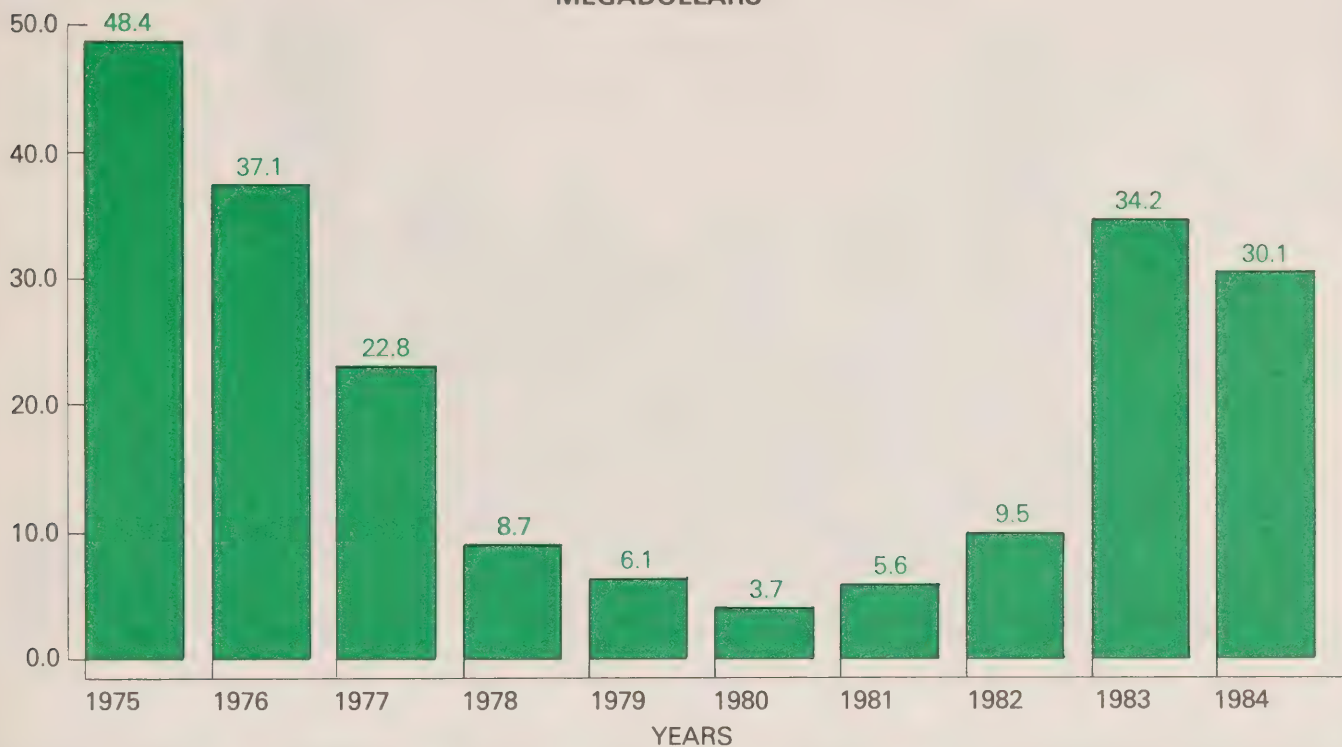


**CORPORATE COSTS BY
COST OF SERVICE GROUPING
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1984**

**COUTS DE LA CORPORATION PAR REGROUPEMENT
DE COUT DE SERVICE POUR LA PERIODE
SE TERMINANT LE 31 MARS 1984**



CAPITAL INVESTMENT PROFILE
PROFIL DE L'INVESTISSEMENT CAPITAL
MEGADOLLARS



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

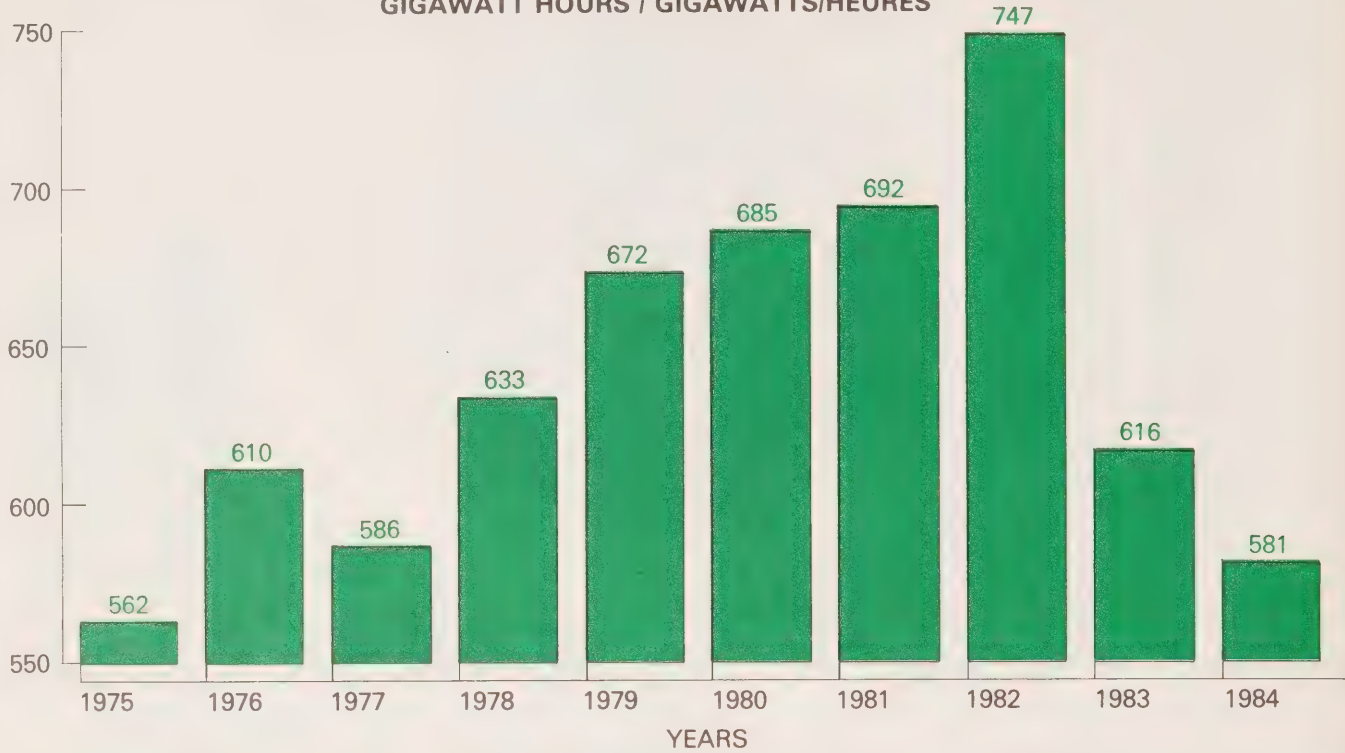
INSTALLED CAPACITY PROFILE
PROFIL DU POTENTIEL INSTALLE
MEGAWATTS



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

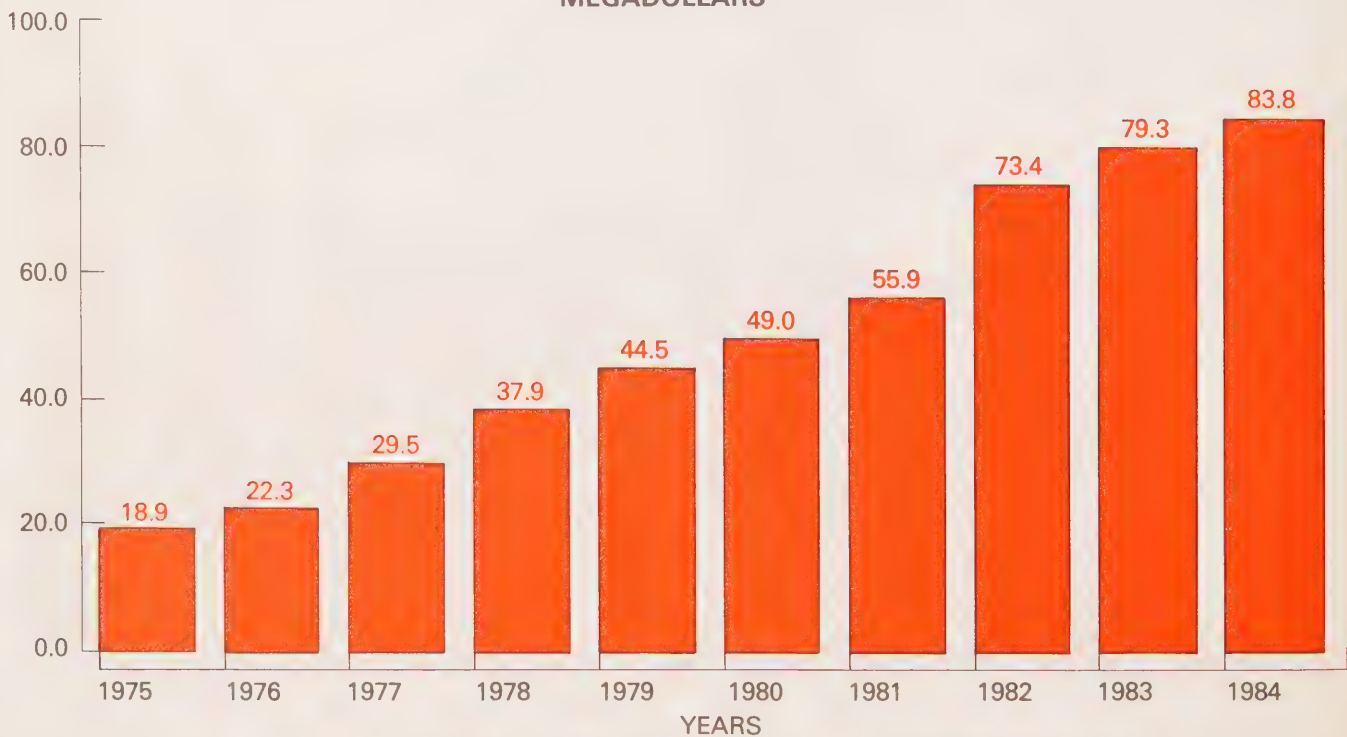
CORPORATE SALES PROFILE
PROFIL DES VENTES DE LA CORPORATION
GIGAWATT HOURS / GIGAWATTS/HEURES



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

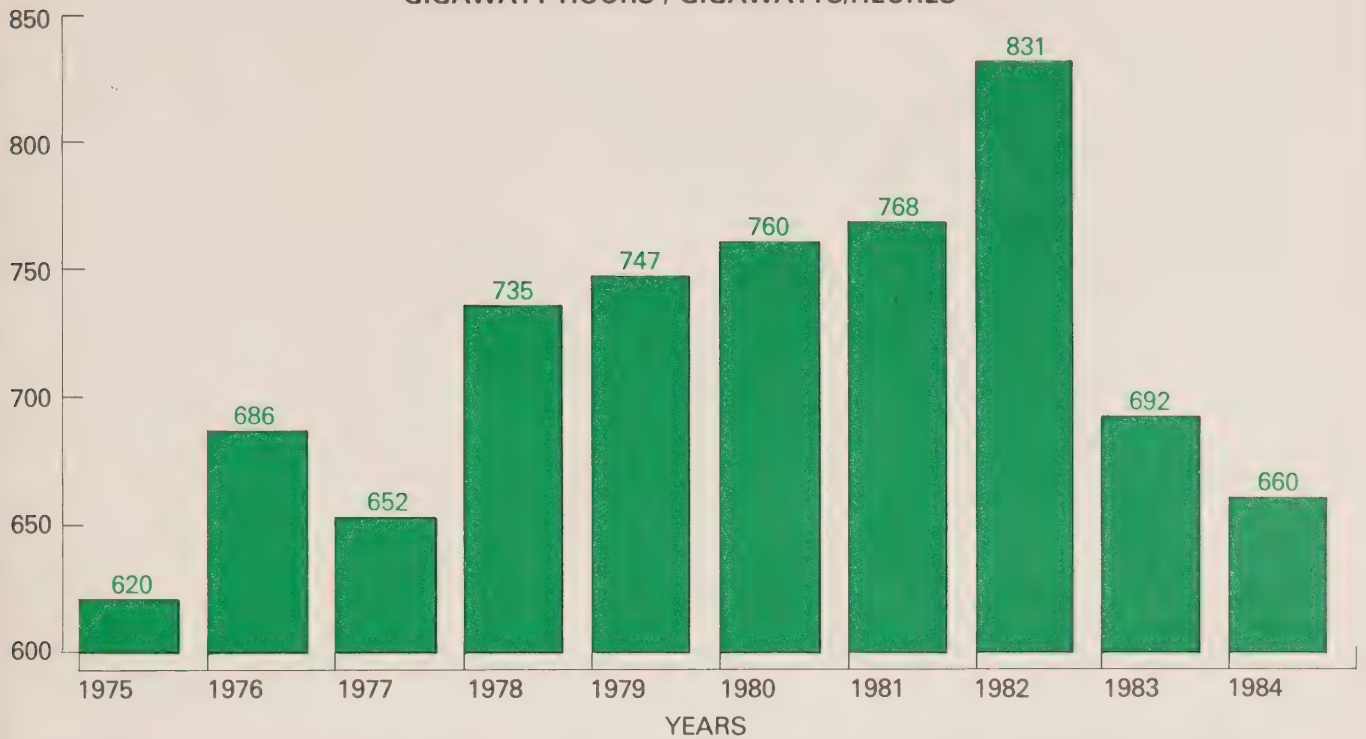
CORPORATE REVENUE PROFILE
PROFIL DU REVENU DE LA CORPORATION
MEGADOLLARS



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

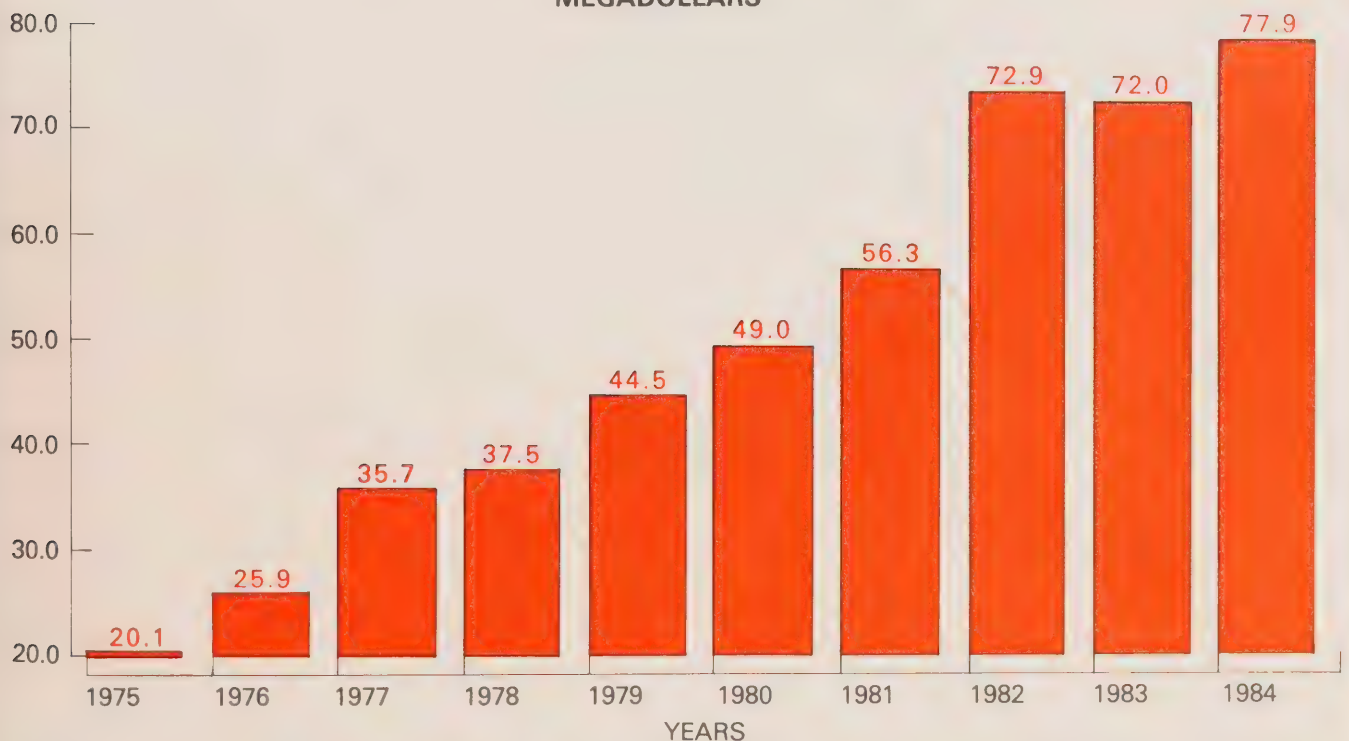
CORPORATE GENERATION PROFILE
PROFIL DE PRODUCTION DE LA CORPORATION
GIGAWATT HOURS / GIGAWATTS/HEURES



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

CORPORATE EXPENDITURE PROFILE
PROFIL DES DEPENSES DE LA CORPORATION
MEGADOLLARS



YEAR ENDED MARCH 31

ANNEE SE TERMINANT LE 31 MARS

NORTHERN CANADA POWER
COMMISSION

7909-51 AVE.
P.O. BOX 5700, STN. "L"
EDMONTON T6C 4J8

37th ANNUAL REPORT
FOR THE YEAR ENDED
31 MARCH, 1985

COMMISSION D'ENERGIE
DU NORD CANADIEN

7909 51ème AVENUE,
C.P. 5700, STN. "L"
EDMONTON T6C 4J8

37e RAPPORT ANNUEL
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1985

CAI
NØ
- A56



Salute to Youth
in the
International Year
of the Youth
1985

Salut à la Jeunesse
en l'Année
Internationale
de la Jeunesse
1985

TABLE OF CONTENTS

Corporate Profile	2
On the Cover	2
Members of the Commission	3-4
Areas Served	5-6
Report of Management's Accountability	8-9
Foreward	10
Operations	
Replacement of Inuvik Utility Plant	11
Generation Expansion	12
Utility Plant Improvements	12
Electrical Distribution	13
Maintenance Hi-Lites - Hydro Systems	14
Whitehorse No. 4 Hydroelectric Project	14
Regulatory Activities	14-15
Marketing of Excess Hydro Capacity - Yukon	15
Energy Conservation Program	16
Sale of Field, B.C., Assets	16
Inquiry on Federal Water Policy	16-17
Financial	18-23
Sales Statistics	
Revenue	
Expenses	
Net Income	
Capital Program	
Utility Rate Adjustments	
Capital Appraisal Study	23
Personnel	24-25
Collective Bargaining	
Relocation of Head Office	
Training	
Safety and Security	
Auditor's Report	26
Financial Statements	27-36
Statement of Operations by Rate Zone	37
Analysis of Electricity Sales	38
Operating Statistics	39
Summarized Financial Statistics	40

TABLE DES MATIERES

Profil de la Société	
La Couverture	
Membres de la Commission	
Regions Desservies	
Rapport sur l'Obligation de Rendre des Comptes pour la Gestion	
Avant-Propos	
Exploitations	
Remplacement de l'usine-génératrice à Inuvik	
Expansion de la production	
Améliorations aux usines	
Distribution d'électricité	
Plans d'entretien - systèmes hydro-électriques	
Projets Hydro-Électriques Whitehorse No. 4	
Activités de Régulation	
Le Marketing du Potentiel Thermique - Yukon	
Programme de Conservation D'Énergie	
Vente des Avoirs à Field, C.-B.	
Enquête Publique sur la Politique Fédérale Concernant L'eau	
Finances	
Statistiques de vente	
Revenu	
Dépenses	
Revenu net	
Programme capital	
Ajustements des tarifs pour le services publics	
Étude de l'évaluation du capital	
Personnel	
Convention collective	
Déménagement du siège social	
Formation	
Sécurité	
Rapport du vérificateur	
États financiers	
État de l'exploitation tarifaire	
Analyse des ventes d'électricité	
Résumé statistique	
Sommaire des Statistiques Financières	

CORPORATE PROFILE

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territorial Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. Regional offices are located in the Territorial capitals of Yellowknife, Northwest Territories and Whitehorse, Yukon Territory.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Consequently, rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to audit by the Auditor General of Canada.

On the Cover

Northern Canada Power Commission salutes our future world leaders, organizers and decision makers and dedicates the 37th Annual Report to Canadian Youth.

PROFIL DE LA SOCIÉTÉ

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de la planification, de la construction et de la gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagement de ce genre, à construire des centrales de services publics dans les Territoires du Nord-Ouest, et, sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil, d'entreprendre ces mêmes travaux ailleurs au Canada.

La Commission est le producteur principal d'électricité au nord du 60e parallèle et elle exploite les principaux réseaux de lignes à haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Les systèmes de chauffage, d'eau, et d'égouts fonctionnent à Inuvik, T.N.-O. La Commission fournit un service de chauffage en gros au Gouvernement Territorial pour être distribué à Frobisher Bay. Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle sont exploités à plusieurs emplacements.

Le siège social de la Commission est situé à Edmonton, Alberta. Il y a aussi des bureaux régionaux à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-Ouest, et à Whitehorse, capitale du Yukon.

Selon la loi mandant la Commission, il est obligatoire que son exploitation soit financièrement autonome à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles que définies par la Loi. Par conséquent, les tarifs demandés pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour permettre à la Commission de s'acquitter des paiements capital-intérêts sur les emprunts accordés à la Commission, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada.

La Couverture

La Commission d'énergie du Nord canadien salue les futurs chefs des nations, les organisateurs et les personnes qui prennent des décisions, et elle dédie cette 37e rapport annuelle à la jeunesse canadienne.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue
P.O.Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 - 51 avenue
C.P.5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith
Chairman



Ivan J. Cable
Member



Maurice Lafontaine
Member



James Robertson
Member



Hilda P. Watson
Member



MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith
président

Ivan J. Cable
membre

Maurice Lafontaine
membre

James Robertson
membre

Hilda P. Watson
membre

OFFICERS:

- | | |
|-------------------|--|
| James Smith | - Chief Executive Officer |
| Dale Davies | - Corporate Secretary |
| Bruce G. Christie | - Acting General Manager and Assistant General Manager, Corporate & Public Affairs |
| John D. Allan | - Assistant General Manager, Operations and Engineering |
| Roger A. Phillips | - Comptroller |

OFFICIERS:

- | | |
|-------------------|--|
| James Smith | - officier exécutif principal |
| Dales Davies | - secrétaire de la corporation |
| Bruce G. Christie | - directeur général intérimaire et directeur général - adjoint, affaires sociales et publiques |
| John D. Allan | - directeur général - adjoint, exploitation et technique |
| Roger A. Phillips | - contrôleur |

REGIONAL OFFICES:

Joseph F.
MacEachern - Yukon Manager
P.O.Box 4278
Whitehorse, Y.T.
(403) 667-4814

Philip E. Johnson - Regional Operations
Administrator
P.O.Box 1860
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2P4
(403) 873-4051

BUREAUX REGIONAUX:

Joseph F.
MacEachern - gérant pour le Yukon
C.P. 4278
Whitehorse, T.Y.
(403) 667-4814

Philip E. Johnson - administrateur,
exploitation régionale
C.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O.
X1A 2P4
(403) 873-4051



AREAS SERVED

ELECTRICITY

Generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Mackenzie Region:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife

Keewatin Region:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute

YUKON TERRITORY:

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River and Whitehorse

BRITISH COLUMBIA:

Field

HEATING

Generation of heat at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Inuvik and Frobisher Bay

REGIONS DESSERVIES

ELECTRICITE:

Production, transport et/ou distribution d'énergie électriques:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Région du Mackenzie:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley et Yellowknife

Région du Keewatin:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay et Whale Cove

Région du Baffin:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet et Resolute

REGION DU YUKON:

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River, Whitehorse

COLOMBIE-BRITANNIQUE:

Field

CHAUFFAUGE:

Production calorifique:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Inuvik et Frobisher Bay

Provision of Residual Heat at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Cambridge, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik,
Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet

YUKON TERRITORY:

Dawson

WATER AND SEWERAGE

NORTHWEST TERRITORIES:

Inuvik

CONTRACT WORK AND OTHER

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services, including occasional installation and construction work, at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

Réserve de chaleur résiduelle:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay, Rankin Inlet

TERRITOIRE DU YUKON:

Dawson

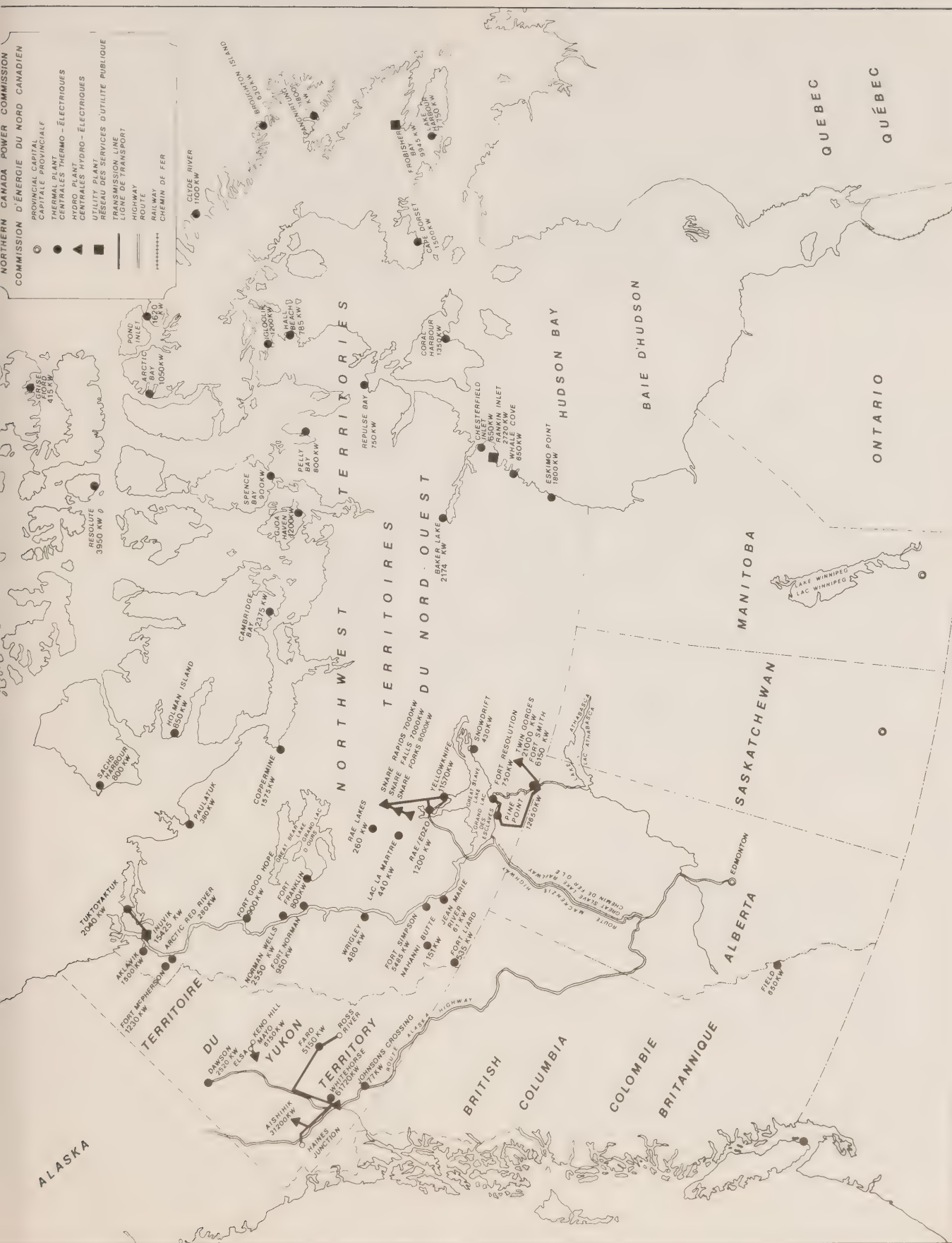
EAU ET EGOUTS:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Inuvik

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les usines de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion des travaux d'aménagement et de construction à divers emplacements, pour divers ministères et autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.



REPORT OF MANAGEMENT'S ACCOUNTABILITY

The Honourable David Crombie, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern
Development

The accompanying financial statements are the responsibility of management and the Board of Directors of Northern Canada Power Commission. The financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The commission maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Commission's aims, and are protected from loss or unauthorized use and that the Commission acts in accordance with the laws of Canada. The Commission's management recognizes its responsibility for conducting the Commission's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to an agent of the Crown. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective, review of management's discharge of its responsibility to report fairly the operating results and financial position of the Commission in accordance with generally accepted accounting principles. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this review, are in all significant respects, in accordance with the specified legislation. The Commission has requested and the Auditor General has agreed to undertake, this Fall, an in-depth special examination of the adequacy of the Commission's system of financial and management controls.

RAPPORT SUR L'OBLIGATION DE RENDRE DES COMPTES POUR LA GESTION

L'honorable David Crombie, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Les états financiers en accompagnement relèvent de la responsabilité de la direction et du Conseil d'administration de la Commission d'énergie du Nord canadien. Les états financiers sont préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus qui sont appropriés dans les circonstances.

La Commission maintient des pratiques et des systèmes financiers et de gestion qui sont conçus dans le but d'apporter l'assurance raisonnable que des renseignements financiers et non financiers qui soient fiables sont disponibles en temps opportun, que les éléments de l'actif sont acquis de façon économique, qu'ils servent à promouvoir les buts de la Commission, et qu'ils sont protégés de la perte ou de l'usage sans autorisation et que la Commission agit en conformité avec les lois du Canada. La direction de la Commission reconnaît sa responsabilité en ce qui a trait à la conduite des affaires conformément aux exigences des lois et des principes qui s'y appliquent et au maintien des normes de conduite qui sont appropriées lorsqu'il s'agit d'un mandataire de la Couronne. Un vérificateur interne passe en revue le fonctionnement des systèmes financiers et de gestion afin d'en promouvoir la conformité et d'en recenser les exigences de nature changeante ou les améliorations nécessaires.

A chaque année, le Vérificateur général du Canada effectue un examen autonome et objectif de l'acquittement par la direction de sa responsabilité de faire rapport fidèlement des résultats de l'exploitation et de la situation financière de la Commission conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il envisage également que les opérations dont il a eu connaissance au cours de sa vérification, en tenant compte de tous leurs aspects importants, sont conformes aux lois prescrites. La Commission a demandé au Vérificateur général, et celui-ci est d'accord, d'entreprendre, cet automne, un examen spécial en profondeur de la suffisance du système de la Commission à l'égard des contrôles financiers et de gestion.

The Board of Directors acts as the Commission and is also the Audit Committee. The Committee meets regularly with management to review and monitor accounting and reporting practices and operations of the Commission. The Auditor General has access to this Committee, with and without management present, to discuss the results of his audit and examination and his opinion on the quality of financial reporting and the adequacy of financial management controls. The internal auditor also meets with the Committee to discuss the scope and results of his audits, and takes direction from the Committee.

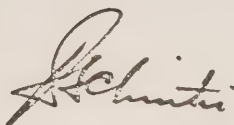
Le Conseil d'administration exerce les fonctions de la Commission et il fait office également de Comité de vérification. Le Comité se réunit régulièrement avec la direction afin de passer en revue et d'exercer le contrôle sur les pratiques et le fonctionnement de la Commission en matière de comptabilité et de présentation de rapports. Le Vérificateur général a accès à ce Comité, que la direction y soit présente ou non, afin de discuter des résultats de sa vérification et de son examen ainsi que de son opinion sur la qualité lorsqu'il s'agit de la présentation de rapports financiers et sur la suffisance au titre des contrôles de la gestion financière. Le vérificateur interne rencontre aussi le Comité afin de discuter de la portée et des résultats de ses vérifications, et il reçoit ses directives du Comité.

J. Smith
Chairman and Chief Executive Officer



J. Smith
le Président-directeur général

B.G. Christie
Acting General Manager



B.G. Christie
le Gérant général par intérim

R.A. Phillips
Comptroller



R.A. Phillips
le Contrôleur

FOREWARD

Several significant activities highlighted the Commission's 1984/85 fiscal year, including the successful commissioning and placing into commercial operation of a fourth hydro-electric unit at Whitehorse Rapids; construction and commissioning of a new powerhouse at Inuvik, N.W.T. to replace the plant which was destroyed by fire in August of 1983; negotiations with the operational category of the Public Service Alliance of Canada (PSAC) directed towards achieving a new Collective Agreement with the Commission's operating personnel; re-organization of the Commission's Yukon operations, including the appointment of a Yukon Manager, directed towards establishing the Yukon as an autonomous operation, as Phase I of the proposed relocation of the Commission's head office to Yellowknife, N.W.T.; and the preparation and submission of a major filing with the National Energy Board (N.E.B.) covering proposed cost based rates for 1985/86 fiscal year, including the presentation of evidence at public hearings scheduled by the N.E.B.

Gross revenues were reported at \$88.1 M, and operating expenses amounted to \$82.3 M, resulting in a consolidated net income of \$5.8 M. Electricity sales increased by 9.6% over the previous year to 636 GWh, with the major growth being experienced on the Snare/Yellowknife and Taltson/Fort Smith/Pine Point hydro systems in the Northwest Territories related primarily to mining activity in these areas.

Retail electric utility service was provided to 56 communities in the Yukon and Northwest Territories, as well as at Field, B.C., during 1984/85. Wholesale electric utility service was also provided, for subsequent retail distribution by other utilities, at an additional six communities in the Yukon and N.W.T. This service was provided from a total of eight hydro-electric and fifty-five diesel-electric generating stations.

AVANT-PROPOS

La Commission fut impliquée dans plusieurs activités majeures au cours de l'exercice financier 1984-85, y compris la réussite de l'autorisation et du placement de l'exploitation commerciale d'un quatrième centre hydro-électrique à Whitehorse Rapids; la construction et l'autorisation d'une nouvelle usine génératrice à Inuvik, T.N.-O. pour remplacer celle qui fut détruite par l'incendie du mois d'août 1983; des pourparlers avec la catégorie d'exploitation de l'Alliance des Services Publics du Canada (PSAC) en vue d'obtenir une convention collective avec les employés d'exploitation de la Commission; la réorganisation des exploitations de la Commission au Yukon, y compris la nomination d'un directeur pour le Yukon, en vue d'établir au Yukon, une exploitation autonome comme première phase en vue de la relocalisation du siège social de la Commission à Yellowknife, T.N.-O.; aussi, la préparation et la soumission d'un enregistrement avec le Conseil national de l'Énergie (C.N.E.) couvrant le coût de service, basé sur les taux de l'exercice financier 1985-86, y compris la présentation d'évidence aux auditions publiques dressées par le C.N.E.

Les revenus bruts, selon le rapport, ont été de 88.1 millions de dollars, et la dépense d'opérations de 82.3 millions; comme résultat, le revenu net consolidé fut de 5.8 millions de dollars. Les ventes d'énergie électrique ont augmenté de 9.6% au dessus de celles de l'année passée, à 636 GW heures, avec la croissance majeure vue aux centres hydro-électriques Snare/Yellowknife, et Taltson/Fort Smith/Pine Point, dans les Territoires du Nord-Ouest, ayant rapport surtout aux exploitations des mines dans ces régions.

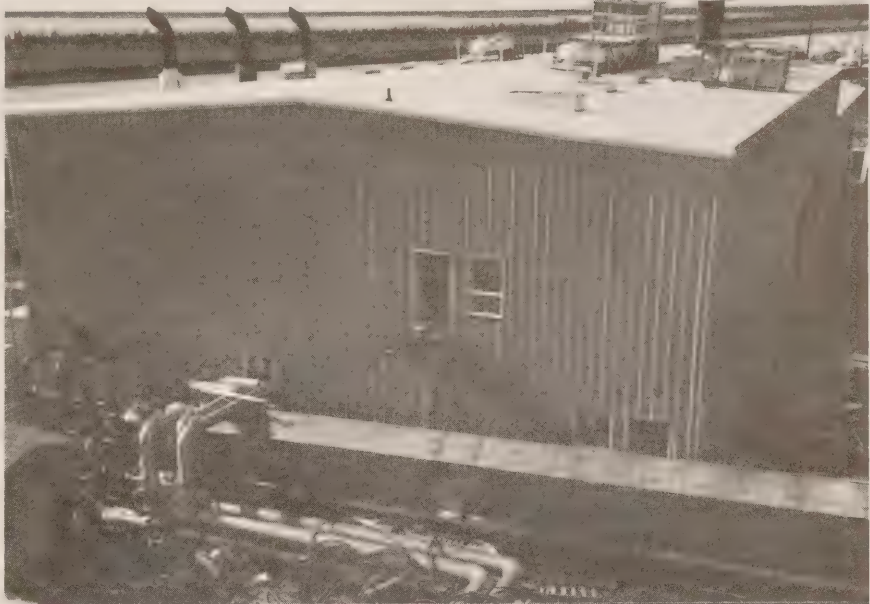
La vente au détail des services publics a été fournie à 56 centres au Yukon et dans les T.N.-O., ainsi qu'à Field, C.-B., au cours de l'année 1984-85. La vente en gros des services publics fut aussi fournie, en vue de la vente au détail par d'autres compagnies, à six autres centres au Yukon et dans les T.N.-O. Ce service fut fourni par huit centrales de production hydro-électriques et cinquante-cinq d'électricité diesel.

OPERATIONS

Replacement of Inuvik Utility Plant

A major new power and central heating plant was commissioned during the year at Inuvik, N.W.T., replacing the original plant which was destroyed by fire in August, 1983. Construction had to follow a very tight schedule in order to complete the new building, refurbish existing equipment that could be reused, and procure and install the necessary equipment required for electrical power and high temperature water (HTW) central heating service for the Town of Inuvik prior to the end of 1984.

The new plant includes a central control room for the two Inuvik utility plants, a fire detection system, and a computer assisted control and data acquisition system. The two utility plants now have the capacity to generate 15 MW of electrical power, as well as 183 million BTU per hour of HTW for the central heating system.



EXPLOITATIONS

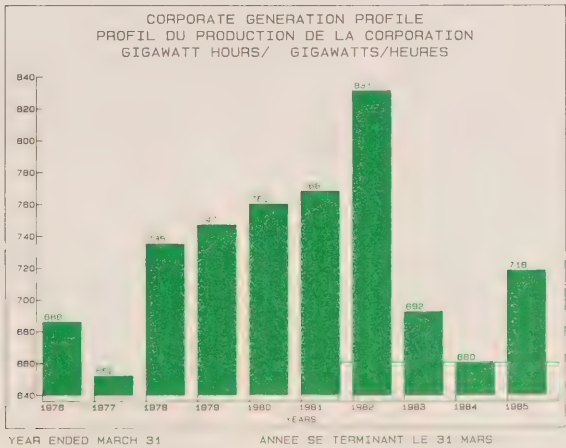
Remplacement de l'usine-génératrice à Inuvik

Au cours de l'année, la construction d'une nouvelle usine génératrice et d'un système de chauffage furent autorisés à Inuvik, T.N.-O., en vue de remplacer l'usine qui fut détruite lors de l'incendie du mois d'août 1983. La construction fut très minutée afin de compléter le nouvel édifice, rénover

l'outillage qui était encore utilisable, et obtenir et installer l'outillage nécessaire pour la distribution d'énergie électrique et pour un système de chauffage central d'eau très chaude pour la ville d'Inuvik, avant la fin de 1984.

La nouvelle usine comprend une pièce où est logé un centre de réglage pour les deux usines génératrices

d'Inuvik, un système pour détection de feux et un système de contrôle et de données fournis avec l'aide d'ordinateurs. Les deux usines sont capables de produire 15 mégawatts d'énergie électrique, ainsi que 183 millions BTU à l'heure de HTW pour le système de chauffage central.



Generation Expansion

Diesel electrical generation equipment was installed during the year at several N.W.T. communities, including:

- a) a 600 kW unit at Gjoa Haven to replace a 150 kW unit;
- b) a 400 kW unit at Holman Island to replace a 175 kW unit;
- c) a 220 kW unit at Sachs Harbour to replace a 100 kW unit;
- d) a 100 kW unit at Rae Lakes to replace a 40 kW unit.

Utility Plant Improvements

Upgrading of diesel-electric cooling systems and powerhouse heating and ventilation was carried out during the year at Chesterfield Inlet, Holman Island, Broughton Island, Sachs Harbour and Repulse Bay, N.W.T., while cooling systems only were upgraded at Frobisher Bay, Coppermine and Cambridge Bay, N.W.T. New switchgear was also installed in the second powerhouse at Inuvik, N.W.T.

Safety and security fencing was provided in 1984/85 at Fort Rae, Norman Wells, Fort Franklin and Fort Liard, N.W.T.

New electrical distribution feeders were installed at Pond Inlet and Pelly Bay, N.W.T., and fuel systems were upgraded at Spence Bay and Fort Franklin, N.W.T. during the year.

Expansion de la production

De l'équipement de production d'électricité fut installé dans différents centres des T.N.-O., y compris:

- a) une unité de 600 kilowatts à Gjoa Haven pour remplacer celle de 150 kilowatts;
- b) une unité de 400 kilowatts à Holman Island pour remplacer celle de 175 kilowatts;
- c) une unité de 220 kilowatts à Sachs Harbour pour remplacer celle de 100 kilowatts;
- d) une unité de 100 kilowatts à Rae Lakes pour remplacer celle de 40 kilowatts.

Améliorations aux usines

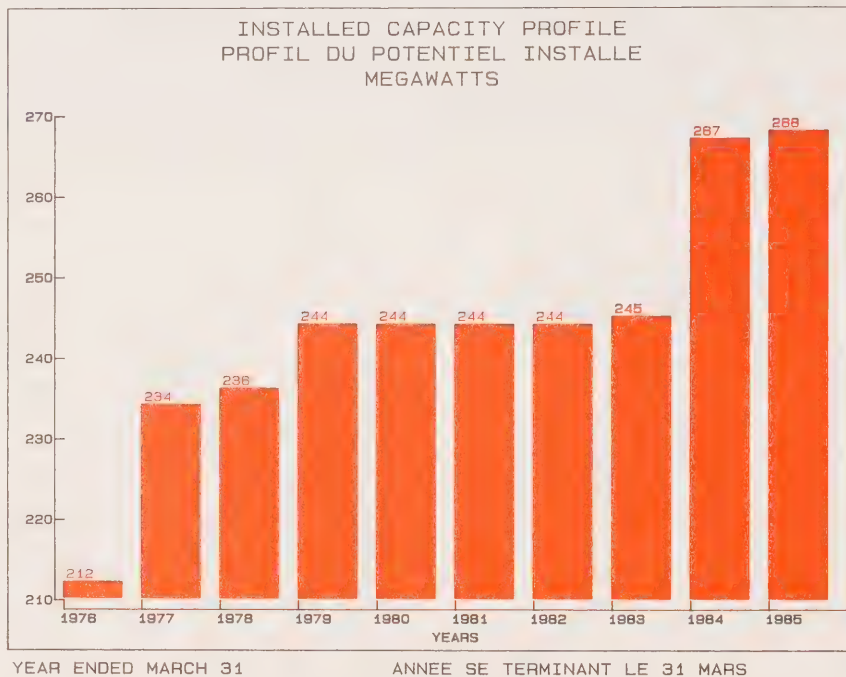
L'amélioration des systèmes de refroidissement et des systèmes de chauffage et de ventilation des usines génératrices fut complété durant l'année à Chesterfield Inlet, Holman Island, Broughton Island,

Sachs Harbour et Repulse Bay, dans les T.N.-O.; les systèmes de refroidissement furent améliorés à Frobisher Bay, Coppermine et Cambridge Bay, dans les T.N.-O. Un nouvel appareillage de distribution fut aussi installé à la seconde usine génératrice à Inuvik, dans les T.N.-O.

En vue d'assurer la sécurité, des clôtures furent

construites en 1984-85, à Fort Rae, Norman Wells, Fort Franklin et Fort Liard, dans les T.N.-O.

De nouveaux câbles de distribution furent installés à Pond Inlet et à Pelly Bay, dans les T.N.-O. et les systèmes de combustibles furent améliorés à Spence Bay et Fort Franklin, dans les T.N.-O. durant l'année.



Electrical Distribution

The 1984/85 season saw the Commission construct approximately 20.2 km of electrical distribution line extensions throughout both Territories. These extensions provided electrical service to new housing units, schools, airports, communication links and navigational aids.

Although new extensions were constructed at the majority of locations directly serviced by the Commission, major projects were completed at Norman Wells, Yellowknife, Fort Smith, Inuvik and Tuktoyaktuk, N.W.T. and at Dawson City, Y.T.

Distribution, street lighting and transmission line maintenance programs were implemented in all areas of operation in the Northwest Territories, with some of the larger programs being performed at Coral Harbour, Fort Franklin, Tuktoyaktuk, Yellowknife, Fort Simpson, Inuvik, Norman Wells, Aklavik and Rae Lakes.

Extensive maintenance programs were also carried out on the Yukon system, including the conversion of the street lighting system in Dawson from mercury vapour to high pressure sodium luminaires.

Water Management - Hydro Systems

Historical high inflows on the Snare River, peaking at over 285 c.m.s. in early July, 1984, permitted virtual elimination of base load diesel generation throughout 1984/85 on the Snare/Yellowknife system.

At Mayo, Y.T., special precautions were taken during the year to prevent unnecessary loadings on the 35 year old, timber-crib storage dam at Mayo Lake which is scheduled to be replaced within the next 4 years. Fall and winter inflows to Mayo Lake fell below anticipated volumes, necessitating an application for additional drawdown of storage beyond that provided under the existing water licence.

At Aishihik, Y.T., heavy snow accumulation during the winter of 1984/85 prompted an early spill program to avoid possible further damage to the spill cap at Otter Falls and to avoid bank erosion at high Aishihik Lake levels. This program successfully lowered Aishihik Lake by 2 feet, thereby virtually eliminating any chance of flooding during the summer of 1985.

Distribution d'électricité

Au cours de la période 1984-85, environ 20.2 kilomètres de lignes de distribution additionnelles furent construites dans les deux Territoires, par l'entremise de la Commission. Ces lignes nouvelles ont amené le courant électrique à de nouveaux centres résidentiels, écoles, aéroports, réseaux de communications, et réseaux de navigation.

Même si de nouvelles lignes furent construites à la majorité des centres desservis par la Commission, des projets majeurs furent complétés à Norman Wells, Yellowknife, Fort Smith, Inuvik et Tuktoyaktuk, T.N.-O. et à Dawson City, T.Y.

Des programmes de distribution, d'éclairage de rues, et d'entretien de lignes de transmission furent implantés dans tous les domaines d'opération dans les T.N.-O.; des programmes plus étendus furent implantés à Coral Harbour, Fort Franklin, Tuktoyaktuk, Yellowknife, Fort Simpson, Inuvik, Norman Wells, Aklavik et Rae Lakes.

De vastes programmes d'entretien furent aussi mis à exécution sur le système du Yukon, y compris la conversion du système d'éclairage des rues à Dawson de luminaires à vapeur de mercure à des luminaires de sodium à haute pression.

Administration de l'eau - systèmes hydro-électriques

La haute affluence de la Snare River au cours des années, montant jusqu'à plus de 285 c.m.s. au début de juillet 1984, a permis en fait, l'élimination de la génération à charge de base diesel durant 1984-85 sur le système Snare/Yellowknife.

À Mayo, T.Y. des précautions particulières furent prises durant l'année pour empêcher des chargements non-nécessaires sur le barrage de bois de 35 ans au lac Mayo, qui doit être remplacé en dedans de 4 ans. Pendant l'automne et l'hiver, l'affluence au lac Mayo baissa au-dessous des volumes prévus, ce qui nécessita une application pour un surplus d'espace de réserve, au-delà de ce que l'autorisation actuelle permet.

À Aishihik, T.Y., une accumulation épaisse de neige durant l'hiver 1984-85 incita un programme de déversement d'eau précoce afin d'éviter des dégâts de plus au bouchon de déversement à Otter Falls et d'éviter aussi l'érosion des rives du lac Aishihik lorsque les niveaux d'eau étaient hauts. Ce programme fut un succès car il fit descendre le niveau d'eau du lac Aishihik de 2 pieds, de cette façon éliminant toute chance d'inondation durant l'été 1985.

Flow patterns on the Yukon and Taltson Rivers were near normal, reflected in routine water management practices at the Whitehorse and Taltson hydro stations.

Maintenance Hi-Lites - Hydro Systems

During the year, the supplier completed fabrication of a replacement runner for the 37 year old Snare Rapids turbine. The runner was delivered by winter road to the plant, in preparation for installation in mid-1985.

Plans to replace the Mayo Lake timber-crib dam were received and will be reviewed with engineering consultants early in 1985. Construction is expected in 1987.

WHITEHORSE NO.4 HYDROELECTRIC PROJECT

Following assessment of a technical problem associated with the turbine wicket gate mechanism which remained to be resolved at the end of last fiscal year, the Whitehorse No. 4 hydroelectric installation at Whitehorse Rapids was fully commissioned and placed into commercial operation in October, 1984. The installation has increased the installed capacity of the Whitehorse/-Aishihik system by slightly more than 20 MW. The official dedication of this installation is expected to take place in the fall of 1985.



REGULATORY ACTIVITIES

In response to a request from the Minister of Indian and Northern Affairs dated April 4, 1984, the Minister of Energy, Mines and Resources requested

Les courants d'eau des rivières Yukon et Taltson étaient presque normaux, d'après les pratiques d'administration de l'eau routinières aux centrales hydro-électriques de Whitehorse et de Taltson.

Plans d'entretien - systèmes hydro-électriques

Durant l'année, le fournisseur compléta la fabrication d'une couronne mobile pour remplacer la turbine de 37 ans à Snare Rapids. La couronne mobile fut livrée sur les chemins d'hiver à la centrale, en vue de son installation au milieu de 1985.

Des plans pour remplacer le barrage de bois du lac Mayo furent reçus; ils seront revus avec des ingénieurs conseils au début de 1985. La construction est prévue pour 1987.

PROJETS HYDRO-ELECTRIQUES WHITEHORSE NO.4

Suivant l'évaluation d'un problème technique associé avec la petite porte à claire-voie de la turbine, qui n'était pas encore résous à la fin du dernier exercice financier, l'installation du système hydro-électrique Whitehorse no. 4 fut autorisé et fut mis en marche commerciale en octobre 1984. L'installation a augmenté la capacité du système Whitehorse/-Aishihik d'un peu plus de 20 mégawatts. L'inauguration de cette installation doit avoir lieu à l'automne de 1985.

ACTIVITES DE REGULATION

A la requête du Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, datée le 4 avril 1984, le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources deman-

the National Energy Board (N.E.B.) to inquire into and report on the revenues of the Commission and the determination of cost based rates which may be charged by the Commission from April 1, 1985 through March 31, 1986 inclusive. The N.E.B. subsequently issued its Order No. EHR-1-84 which required the Commission to file a submission setting out its proposed rate base, revenue requirement, rate zones and cost based rate design for 1985/86 fiscal year. The Commission completed and submitted this filing prior to the stipulated date of October 19, 1984.

Public hearings to examine the Commission's submission were held in Whitehorse, Y.T. from February 4, through February 12, 1985 and in Yellowknife, N.W.T. from March 4, through March 13, 1985. The report and recommendations on this matter are expected to be received by the Minister of Indian and Northern Affairs in the summer of 1985. The Commission does not propose any utility rate increases prior to review and consideration of the N.E.B. report by the Minister.

MARKETING OF EXCESS HYDRO CAPACITY - YUKON

The shutdown of the Cyprus Anvil Mining Corporation lead/zinc mine near Faro, Y.T. in 1982 was partially offset during 1984/85 with a stripping mode of operation during part of the year. Electrical consumption by this major customer was limited to approximately 22 GWh, however, as compared with an annual consumption of approximately 165 GWh prior to the shut down. The commissioning of a fourth hydro unit at Whitehorse Rapids in October, 1984, combined with the shutdown of the Cyprus Anvil Mine, resulted in a significant excess of hydro capacity from the Whitehorse/Aishihik hydro system which resulted in continuing examination of alternate marketing alternatives in the Whitehorse area.

Discussions continued with major customers in the area, addressing the possibility of marketing of interruptible energy for electric heating purposes and to permit the construction of transmission facilities to displace existing diesel-electric installations at Teslin and Johnson's Crossing, Y.T.

A potential intertie between the Whitehorse/Aishihik hydro system and Alaska continued to be examined in consultation with Alaska Power Administration and the Alaska Power Authority.

da au Conseil national de l'Energie (C.N.E.) de s'informer de et de rendre compte des revenus de la Commission et de déterminer les taux du coût de base qui peuvent être prélevés par la Commission du 1er avril 1985 au 31 mars 1986, inclusivement. Par la suite, le C.N.E. donna l'arrêté ministériel no EHR-1-84, qui demandait à la Commission de déposer une requête établissant les taux de base proposés, les revenus nécessaires, les zones tarifaires, et le plan des taux du coût de base pour l'exercice financier 1985-86. La Commission compléta et présenta ce classement de documents avant la date prescrite du 19 octobre 1984.

Des auditions publiques pour examiner la soumission de la Commission eurent lieu à Whitehorse, T.Y. du 4 février au 12 février 1985 et à Yellowknife, T.N.-O., du 4 mars au 13 mars 1985. Le rapport et les recommandations à ce sujet doivent être reçus par le Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien à l'été de 1985.

La Commission ne propose pas une augmentation des taux de service d'électricité avant la révision et la considération du rapport du C.N.E. par le Ministre.

LE MARKETING DU POTENTIEL THERMIQUE YUKON

La fermeture de la mine de plomb/zinc Cyprus Anvil Mining Corporation, près de Faro, T.Y. en 1982 fut compensé partiellement durant 1984-85, avec des opérations de mise à nu durant une partie de l'année. La consommation d'électricité par ce client important fut limitée à environ 22 GW-heures, comparé à la consommation annuelle d'environ 165 GW -heures avant la fermeture de la mine. L'autorisation d'une quatrième unité hydro-électrique à Whitehorse Rapids en octobre 1984, en collaboration avec la fermeture de Cyprus Anvil Mine, eut pour résultat un surplus significatif du potentiel thermique du système de Whitehorse/Aishihik. Ceci eut pour résultat l'inspection soutenue d'autres alternatives pour la vente de potentiel thermique dans la région de Whitehorse.

Les discussions avec des clients importants de la région continuèrent, adressant la possibilité de la vente d'énergie interruptible en vue du chauffage au moyen d'électricité et pour permettre la construction de lignes de transmission pour déplacer les installations diesel - électriques à Teslin et Johnson's Crossing, T.Y.

La conjugaison possible entre le réseau thermique Whitehorse/Aishihik et l'Alaska furent étudiés plus longuement en consultation avec l'Alaska Power Administration et l'Alaska Power Authority.

ENERGY CONSERVATION PROGRAM

The Commission continued its expansion of the residual heat energy conservation program, which was initiated in 1981, with the installation of jacket water heat recovery equipment at the new powerhouse in Inuvik, N.W.T. in 1984. The new plant can be entirely heated by means of residual heating system.

The possibility of installing a residual heating system at Resolute, N.W.T. to supply space heating to a portion of the Transport Canada (T.C.) operation in the community was also under extensive investigation by T.C. in co-operation with the Commission. Should such an installation prove to be technically and economically feasible, T.C. would be responsible for all capital and maintenance costs associated with the system in return for the supply of available rejected heat from the Resolute diesel generating plant.

SALE OF FIELD, B.C. ASSETS

Governor in Council approval of an agreement with Kicking Horse Hydro Developments Limited Partnership covering the proposed sale of the Commission's electrical generation and distribution assets at Field, B.C. was received in the fall of 1984. The final sale price will be determined by an independent appraisal to be completed upon the purchaser meeting all conditions of the Agreement, including construction of a proposed hydro installation to replace the existing diesel plant servicing the system. Effective date of the sale agreement has been established as July 31, 1985.

INQUIRY ON FEDERAL WATER POLICY

A submission was presented by the Commission to the public hearing of the Inquiry on Federal Water Policy at Whitehorse on October 15, 1984, emphasizing the importance of water resources in assessing the economic potential of the Northern territories. The brief stated that, "A comprehensive management plan or policy for the northern water resource must fully recognize the enormous remaining potential for hydro power development. These unexploited water flows in northern rivers constitute a significant national asset which it may be prudent to draw upon for the generation of electricity in succeeding decades."

PROGRAMME DE CONSERVATION D'ENERGIE

La Commission continua le développement de son programme de conservation de chaleur résiduelle institué en 1981, avec des installations pour récupérer la chaleur des chemises d'eau à la nouvelle bâtisse de l'usine génératrice à Inuvik, T.N.-O. en 1984. La nouvelle usine génératrice peut être chauffée entièrement par ce système de chauffage résiduel.

La possibilité d'installer un système de chauffage résiduel à Resolute, T.N.-O. pour fournir le chauffage électrique à une partie de l'opération de Transport Canada (T.C.) dans la communauté fut aussi étudiée profondément par T.C. en collaboration avec la Commission. Si une installation de ce genre fait preuve de faisabilité, au point de vue technique et économique, T.C. serait responsable des coûts de capital et d'entretien associé avec le système en retour pour la provision de chaleur rejetée disponible de l'usine génératrice au diesel à Resolute.

VENTE DES AVOIRS A FIELD, C.-B.

L'approbation d'une entente par le Gouverneur en Conseil, avec Kicking Horse Hydro Developments Limited Partnership, comprenant la vente proposée de la production électrique et les avoirs de la Commission à Field, C.-B., fut reçue à l'automne de 1984. Le prix final de vente sera déterminé par une évaluation à être complétée alors que l'acheteur rencontrera toutes les conditions de l'entente, y inclus la construction de l'usine thermique proposée pour remplacer l'usine au diesel qui est présentement en usage. La date pour la vente a été fixée au 31 juillet 1985.

ENQUETE PUBLIQUE SUR LA POLITIQUE FEDERALE CONCERNANT L'EAU

Une soumission fut présentée par la Commission aux auditions publiques de l'Enquête publique sur la politique fédérale concernant l'eau, à Whitehorse le 15 octobre 1984, soulignant l'importance des ressources d'eau pour estimer le potentiel économique des territoires du Nord. Le dossier affirmait que, "Un plan de conduite compréhensif pour les ressources d'eau du nord doit reconnaître entièrement l'énorme potentiel d'un développement hydro-thermique. Ces courants d'eau non-exploités dans les rivières du nord constituent un avoir national important, qu'il pourrait être prudent d'utiliser pour la génération de l'électricité dans les décennies à venir."

The Commission's concerns pertaining to the control and management of the northern water resources was further outlined by Commission Chairman, J. Smith, in a presentation to the Yellowknife Chamber of Commerce in November, 1984. Included with this presentation was a proposal by the Commission covering a natural boundary to divide the Northwest Territories as an alternative to a "straight-line" approach. The natural dividing line between eastern and western sections of the Northwest Territories was suggested to be the height of land or line of watershed between Hudsons Bay and the Mackenzie Basin.

Les intérêts de la Commission en ce qui concerne le contrôle et la direction des ressources d'eau du nord furent indiqués en plus par le président de la Commission, J. Smith, dans une présentation faite à la Chambre de commerce de Yellowknife en novembre 1984. Y inclus avec cette présentation était une proposition par la Commission, couvrant une frontière naturelle pour diviser les Territoires du Nord-Ouest comme un alternatif à une voie d'accès "ligne droite". La ligne de division naturelle entre les sections à l'est et les sections à l'ouest dans les Territoires du Nord-Ouest fut suggérée comme étant la haute partie du terrain ou la ligne de partage des eaux entre la baie d'Hudson et le bassin Mackenzie.

FINANCIAL

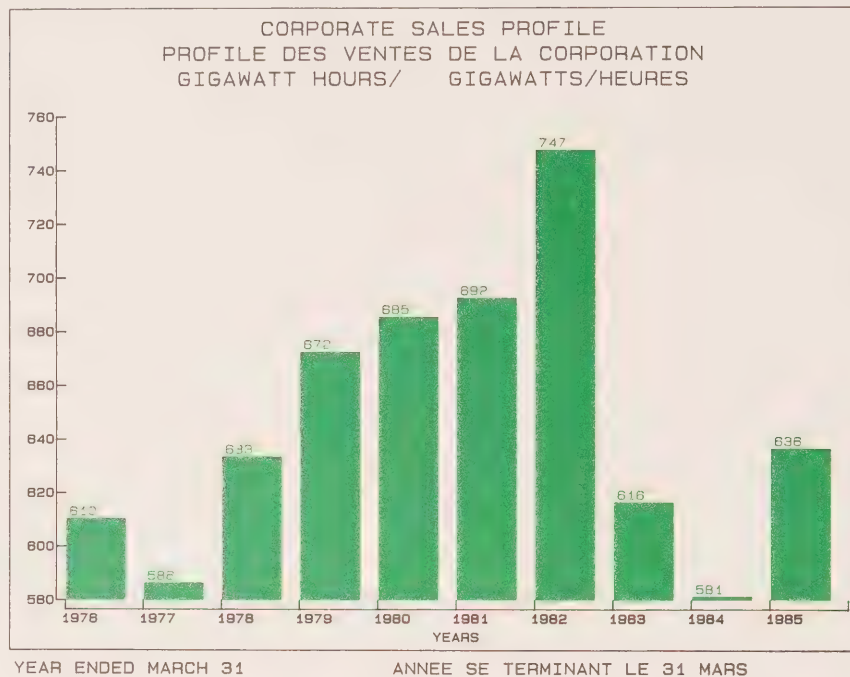
Sales Statistics

Electrical energy sales in 1984/85 totalled 636,205 MWh, necessitating total generation of 718,515 MWh. Sales by rate zone and corresponding percentage changes as compared to 1983/84 fiscal year were: Northwest Territories 411,099 MWh (12.6%); Yukon Territory 223,787 MWh (4.4%); and Field, British Columbia, 1,319 MWh (7.6%). The system non-coincidental peak load increased from 126 MW to 136 MW, reflecting an increase of 7.9% over the previous year. Comparative peak load figures for the rate zones and percentage changes over 1983/84 were: Northwest Territories 89.0 MW (14.1%); Yukon Territory 46.6 MW (-0.1%); and Field, British Columbia, 0.28 MW (-6.7%). Wholesale deliveries accounted for 37.8% of total sales volume, with industrial service accounting for 30.6%, commercial sales 12.9%, domestic sales 14.0%, interruptible sales 4.2%, and street lighting 0.5% of total electrical sales during the year.

FINANCES

Statistiques de vente

Les ventes d'énergie électrique en 1984-85 se sont chiffrées à 636,205 mégawatts, nécessitant la génération totale de 718,515 mégawatts. Les ventes par zones tarifaires et les changements en pourcentages correspondants, comparés à l'exercice financier 1983-84 furent: Territoires du Nord-Ouest, 411,099 mégawatts (12.6%); Territoire du Yukon, 223,787 mégawatts (4.4%); Field, C.-B., 1319 mégawatts (7.6%). Le système à sommet prévu augmenta de 126 mégawatts à 136 mégawatts, une augmentation de 7.9% au dessus de l'année passée. Les données comparatives sur le taux des sommets pour les zones tarifaires et les changements en pourcentage durant 1983-84 furent: Territoires du Nord-Ouest, 89.0 mégawatts (14.1%); Territoire du Yukon, 46.6 mégawatts (-0.1%); Field, C.-B. 0.28 mégawatts (-6.7%). Les livraisons de vente en gros rendirent compte de 37.8% du volume total des ventes, tandis que le service industriel rendit compte de 30.6%, les ventes commerciales, 12.9%, ventes à domiciles, 14.0%, les ventes non-interruptibles, 4.2%, et l'éclairage des rues, 0.5% des ventes totales d'électricité durant l'année.



Revenue

For the financial year 1984/85, consolidated revenues for all utility operations amounted to \$88.1 M, an increase of \$6.2 M (7.6%) over the prior financial year. Increases in revenues by rate zone over the previous year were as follows:

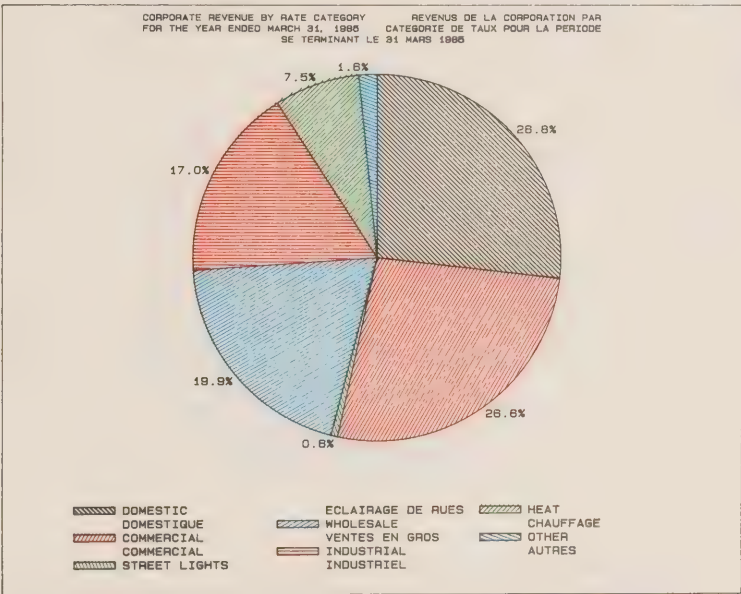
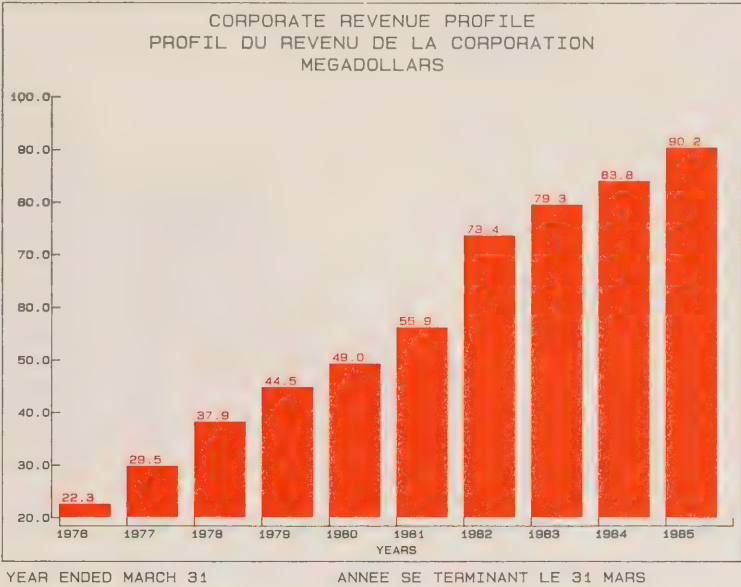
Northwest Territories \$5,024,000 (7.3%) Yukon Territory \$1,160,000 (9.1%) Field, B.C. \$40,000 (10.2%)

The significant increase in revenue in the Northwest Territories rate zone primarily resulted from increased sales in the Snare/Yellowknife and Taltson/Fort Smith/Pine Point systems. Of the \$5.0 M increase, approximately \$1.0 M was related to growth in the Yellowknife system and approximately \$2.7 M was related to increased industrial sales to Pine Point Mines Ltd. served by the Taltson system. The lead/zinc mining operation at Pine Point increased energy consumption by approximately 28,000 MWh during the year. Increases in domestic and commercial sales at other locations in the N.W.T. generally remained at levels experienced in the previous year.

Revenu

Pour l'année financière 1984-85, les revenus consolidés pour toutes les opérations de services publics, se chiffrent à \$88.1 millions, une augmentation de \$6.2 millions (7.6%) au dessus de la dernière année financière. Les augmentations en revenus par zones tarifaires au dessus de l'année passée furent les suivantes: Ter-ritoires du Nord-Ouest \$5,024,000 (7.3%) Ter-ritoire du Yukon \$1,160,000 (9.1%) Field, C.-B. \$40,000 (10.2%)

L'augmentation importante des revenus dans le zone tarifaire des Ter-ritoires du Nord-Ouest eut pour résultat une augmentation en ventes aux systèmes Snare/Yellowknife, et Taltson/Fort Smith/Pine Point. De l'augmentation de \$5.0 millions, environ \$1.0 million avait rapport à la croissance du système à Yellowknife, et environ \$2.7 millions avaient rapport à l'augmentation des ventes industrielles à Pine Point Mines Ltd., desservie par le système de Taltson. La mine de plomb/zinc en opération à Pine Point augmenta la consommation d'environ 28,000 mégawatts durant l'année. Les augmentations dans les ventes domestiques et commerciales à d'autres lieux dans les T.N.-O. demeurèrent aux mêmes niveaux que l'année précédente.



Expenses

The cost of providing services Commission-wide excluding net interest expense, for the year 1984/85 amounted to \$69.1 M, compared with \$61.2 M in 1983/84.

Financing charges for the year totalled \$9.043 M in principal and \$24.435 M in interest charges. As the result of the interest waiver agreement with the Government of Canada for 1984/85 fiscal year, the interest payment was reduced by \$9.094 M. Additional debt in the amount of \$3.834 M was retired and this will serve to reduce future interest charges.

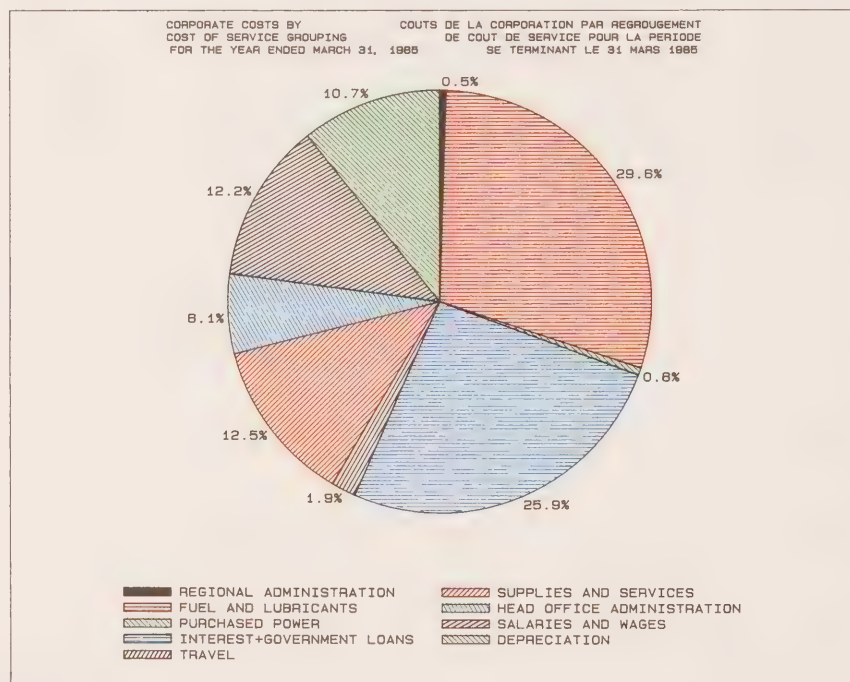
In the N.W.T. rate zone, operating expenditures were minimized on the Snare/Yellowknife hydro systems as a result of favourable water reservoir levels and corresponding maintenance cost reductions resulting from reduced diesel generation requirements. Normal maintenance trends were experienced in other operating locations which, with the exception of the Taltson/Fort Smith/Pine Point system, rely exclusively upon diesel production equipment for electrical generation.

Dépenses

Les coûts de fournir les services à toute la Commission à l'exclusion des intérêts nets, ont totalisés \$69.1 millions pour l'année 1984-85, comparé à \$61.2 millions en 1983-84.

Les frais de financement pour l'année ont totalisé \$9.043 millions en principal et \$24.435 millions en frais d'intérêt. A cause de l'entente pour la renonciation des frais d'intérêt avec le Gouvernement du Canada pour l'exercice financier 1984-85, le paiement des frais d'intérêt fut réduit de \$9.094 millions. Des dettes en surplus au montant de \$3.834 millions furent retirées et ceci servira à réduire les taux d'intérêts futurs.

Dans le zone tarifaire des T.N.-O., les dépenses de maintien furent minimisées sur les usines thermiques de Snare/Yellowknife; ceci résultat à cause des niveaux d'eaux favorables dans les réservoirs et les réductions



des coûts correspondants de maintien, provenant des demandes réduites de production au diesel. Les tendances normales de maintien furent éprouvées à d'autres centres d'opération qui, à l'exception du système Taltson/Fort Smith/Pine Point,

In the Y.T. rate zone, maintenance expenditure was reduced from previous years as the result of bringing the Whitehorse No.4 hydro plant into full operation. Combined with the existing hydro capacity serving the Whitehorse/Faro system, diesel generating equipment was effectively not required for electrical production during the year.

Net Income

The Commission's net income for the year amounted to \$5.875 M, of which \$5.767 M and \$0.108 M was earned in the N.W.T. and B.C. rate zones, respectively. As a result of the interest waiver agreement with the Government of Canada for 1984/85, the revenues and expenses of the Yukon rate zone were equal. At year end, the Commission's retained earnings amounted to \$14.8 M, consisting of the following:

Retained surplus on operations \$9.165 M
Contingency Reserve \$5.635 M

se fient exclusivement sur la production d'équipement au diesel pour leur production électrique.

Dans le zone tarifaire du T.Y., les dépenses pour maintien furent réduites auprès des années précédentes; ceci résultat parce que l'usine thermique Whitehorse no. 4 fut utilisée à pleine capacité. Mis avec le potentiel thermique actuel qui dessert le système Whitehorse/Faro, l'équipement de production au diesel n'était pas nécessaire pour la production électrique durant l'année.

Revenu net

Le revenu net de la Commission pour l'année s'est chiffrée à \$5.875 millions de dollars, duquel \$5.767 millions et \$0.108 millions furent gagnés dans les zones tarifaires des T.N.-O. et de la C.-B., respectivement. A cause de l'entente avec le Gouvernement du Canada pour la renonciation des frais d'intérêt pour 1984-85, les revenus et les dépenses du zone tarifaire du Yukon furent égaux. A la fin de l'année, les profits retenus par la Commission se chiffraient à \$14.8 millions, y inclus les suivants:

Surplus retenu des opérations \$9.165 millions
Réserve pour imprévus \$5.635 millions



Capital Program

Capital construction for the year focused upon three main elements; the completion and successful commissioning of the Whitehorse No.4 hydro electric project; construction of a new powerhouse at Inuvik to replace the facility which was destroyed by fire in August, 1983; and the carrying out of the ongoing capital expansion and replacement program at the Commission's operating locations throughout the Yukon and Northwest Territories.

Total capital expenditures for the year amounted to \$12.344 M, of which \$7.021 M is expected to be recovered from insurance coverage in respect to the replacement of the Inuvik powerhouse facility which was damaged by fire in 1983, and \$5.323 M relates to ongoing programs in other Commission operations. Of the ongoing program expenditures, \$1.419 M was expended in the Yukon Territory, and \$3.904 M in the N.W.T. Total fixed assets employed in the business at cost at March 31, 1985, totalled \$294.718 M, including \$0.529 M associated with work in progress. Accumulated depreciation totalled \$69.669 M, resulting in a net book value of \$225.049 M at year end.

Utility Rate Adjustments

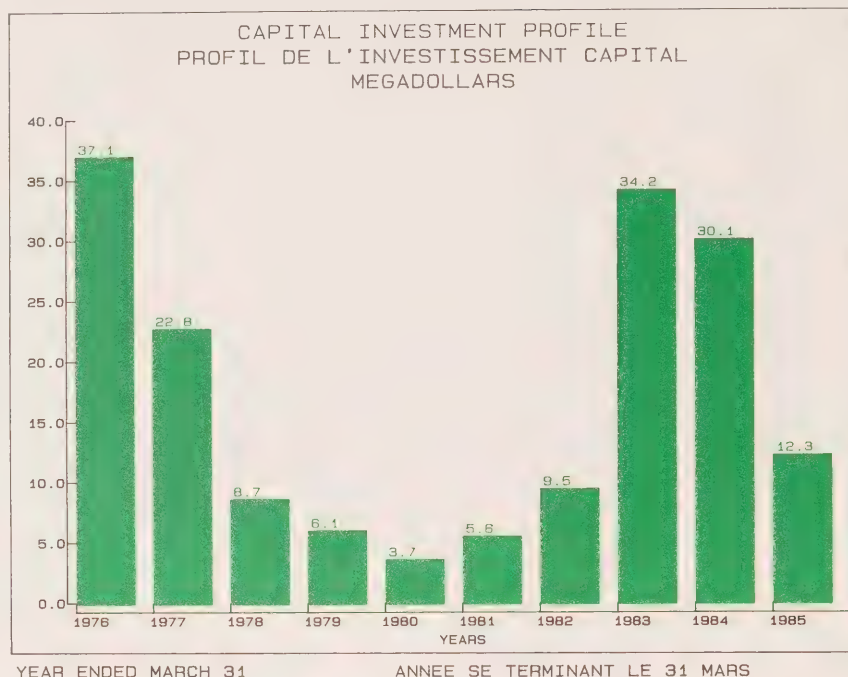
With utility sales in the Northwest Territories continuing to grow during 1984/85 as compared to the previous fiscal year, the Commission was able to avoid the implementation of any utility service rate increase in the N.W.T. during the year. A major reduction in industrial sales in the Yukon Territory, combined with the amortization costs associated with the commissioning of a fourth hydroelectric unit at Whitehorse Rapids, necessitated an across-the-board electric utility rate increase of 5% in the Y.T., effective April, 1984. A

Programme capital

La construction capitale de l'année fut concentrée sur trois éléments principaux: l'achèvement et l'autorisation réussie du projet hydro-électrique Whitehorse no.4; la construction d'une bâtisse pour l'usine génératrice pour remplacer celle qui fut

détruite par un feu en août 1983; la mise à bonne fin d'un programme d'expansion capitale progressive et d'un programme de remplacement aux endroits où la Commission fait des exploitations à travers le Yukon et les T.N.-O.

Les dépenses de capital pour l'année ont totalisé 12.344 millions de dollars, duquel \$7.021 millions doivent être



recouverts par les provisions de l'assurance envers le remplacement de la bâtisse pour l'usine génératrice d'Inuvik qui fut endommagée par un feu en 1983, et \$5.323 millions iront à des programmes commencés dans d'autres opérations de la Commission. Des dépenses pour les programmes commencés, \$1.419 millions furent dépensés au Yukon et \$3.904 millions aux T.N.-O. Les actifs fixés employés dans les affaires ont totalisé \$294.718 millions au 31 mars 1985, y inclus \$0.529 millions associés aux travaux en marche. La dépréciation accrue a totalisé \$69.669 millions, résultant dans une valeur nette de \$225.049 millions à la fin de l'année.

Adjustements des tarifs pour les services publics

Puisque la vente des services publics dans les Territoires du Nord-Ouest continua à augmenter en 1984-85, comparé au dernier exercice financier, la Commission a pu éviter l'exécution d'une augmentation des tarifs pour les services publics aux T.N.-O. durant l'année. Une réduction importante dans les ventes industrielles au T.Y., ainsi que le coût d'amortissement associé avec l'autorisation d'une quatrième unité hydro-électrique à

similar across-the-board increase of 5% was implemented at that time at Field, B.C., thereby complying with Canada's pricing restraint guidelines in effect in 1984.

Capital Appraisal Study

During the year, General Appraisal of Canada Ltd. was engaged to conduct an evaluation of the Commission's overall system asset investment. The appraisal took the format of two major evaluation techniques. The assets were appraised at market value for the purpose of determining a valuation reflective of their commercial marketplace value. A second evaluation was also conducted on the basis of replacement cost less observed depreciation. Both valuations were summarized and updated to March 31, 1985. The replacement cost information serves a number of purposes, one of which is to determine the investment required to replace assets in the Commission's system and to provide a general appreciation of future years' capital requirements. A second purpose of the appraisal is to ensure adequate insurance coverage relative to custodial responsibility.

Whitehorse Rapids, ont nécessité une augmentation générale des tarifs pour les services publics de 5% dans les T.Y., commençant en avril 1984. Une augmentation générale semblable de 5% fut exécutée à ce moment à Field, C.-B., se conformant de cette façon aux directives du Canada pour limiter les fixations de prix, entrées en vigueur en 1984.

Etude de l'évaluation du capital

Durant l'année, General Appraisal of Canada Ltd. fut embauché pour conduire une évaluation du système total du placement des avoirs de la Commission. L'évaluation prit la forme de deux évaluations techniques principales. Les avoirs furent évalués au prix du marché en vue de déterminer une évaluation réfléchissant leur valeur sur le marché commercial. Une seconde évaluation fut conduite à partir des coûts de remplacement moins la dépréciation observée. Les deux évaluations furent résumées et mises à jour le 31 mars 1985. L'information sur le coût de remplacement sert à plusieurs fins, une desquelles est de déterminer l'investissement nécessaire pour remplacer les avoirs dans le système de la Commission et pour prévoir une appréciation générale des exigences capitales dans le futur. Une deuxième raison pour l'évaluation est d'assurer qu'il y ait des provisions d'assurance suffisantes se rapportant à la responsabilité conservatrice.

PERSONNEL

Collective Bargaining

The Collective Agreement with the operational category of the Public Service Alliance of Canada (PSAC) terminated on December 31, 1984, after having been extended by one year due to the Federal Public Sector Compensation Restraint Act. In anticipation of this termination date, the Commission entered into negotiations with the PSAC in the fall of 1984 directed towards achieving a new twenty-seven month Collective Agreement based upon a mandate consistent with average wage adjustments and benefits being negotiated by other Federal and Territorial departments north of 60°, and in accordance with Treasury Board approval. In March, 1985, the parties reached an impasse in negotiations and requested the assistance of a Conciliation Board to resolve the impasse. The major issue separating the parties at the time of the impasse was the stipulation by the Commission that employees in designated communities south of the treeline be responsible for payment of their own utility services. Historically, the Commission has provided utility services to its northern employees at a fixed monthly charge. In the interest of overall energy conservation and to ensure individual responsibility for utility consumption levels, the Commission is seeking to discontinue the historical utility arrangement in return for a compensation package which would be expected to reasonably offset the utility costs incurred by its employees, taking into consideration the normal anticipated utility requirements in these areas.

The report of the Conciliation Board had not been received at fiscal year end.

Relocation of Head Office

The announcement by the Minister of Indian and Northern Affairs on February 20, 1984, regarding the proposed relocation of the Commission's head office to Yellowknife, N.W.T. established a major objective for 1984/85 of developing relocation and reorganizational plans for both the Yukon and Northwest Territories, designed to facilitate the actual commencement of the physical move. Phase I of relocation covering reorganization in the Yukon, including the appointment of a Yukon Manager and establishing the Yukon as an autonomous operation, was completed during the year. Phase II of the relocation plan, covering the proposed organizational requirements and terms and conditions of relocation to Yellowknife, N.W.T. by 1987 was underway at year end.

PERSONNEL

Convention collective:

La convention collective avec la catégorie opérationnel le de l'Alliance des Services Publics du Canada (PSAC) se termina le 31 décembre 1984, après avoir été prolongée d'un an à cause de la Loi de Compensation dans le Secteur public fédéral. En prévision de cette date de terminaison, la Commission entra en négociations avec le PSAC à l'automne de 1984 en vue d'arriver à une convention collective de vingt-sept mois, basée sur un mandat compatible avec la moyenne des ajustements des salaires et des avantages négociés par d'autres départements fédéraux et territoriaux au nord du 60°, et en accord avec l'approbation du Conseil du Trésor. En mars 1985, les partis arrivèrent à une impasse en négociations et ils demandèrent l'assistance du conseil de conciliation pour résoudre l'impasse. Le point important qui désunissait les deux partis au moment de l'impasse était la stipulation par la Commission que les employés des communautés désignées au sud de la limite des arbres soient responsables de payer pour leurs propres services publics. Historiquement, la Commission a fourni les services publics à ses employés du nord pour un coût mensuel fixe. À l'intérêt de la conservation de l'énergie totale et afin d'assurer la responsabilité individuelle pour la dépense d'énergie, la Commission voudrait discontinuer cet arrangement historique pour fournir les services publics; en retour, les employés aurait un compromis de compensation qui, on peut s'attendre, compenserait le coût des services publics subi par eux, prenant en considération les besoins normaux prévus dans ces régions.

Le rapport du Bureau de conciliation n'avait pas encore été reçu à la fin de l'exercice financier.

Déménagement du siège social

L'annonce du Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien le 20 février 1984 concernant le déménagement du siège social de la Commission à Yellowknife, T.N.-O. établit un objectif important pour 1984-85, celui de développer un plan de relocalisation et de réorganisation pour le Yukon et les T.N.-O. en vue de faciliter le commencement actuel du déménagement. La première phase de relocalisation couvre la réorganisation au Yukon, y inclus la nomination d'un directeur pour le Yukon, et l'établissement du Yukon comme une opération autonome, et fut complétée durant l'année. La deuxième phase du plan proposé de relocalisation, couvrant les besoins d'organisation et les termes et conditions de relocalisation à Yellowknife, T.N.-O. par 1987, fut commencée à la fin de l'année.

Training

During 1984/85, the Commission was unable to participate in the Canadian Forces Chilliwack Diesel Technician Program which had been possible in the past several years due to priority military candidates filling the courses. This training program is anticipated to be resumed during 1985/86. The Commission did seek DND approval for the training of their more qualified personnel in the Advanced Technician Programs at Chilliwack.

The Plant and System Operator Training Program progressed satisfactorily during the year, with all new hires placed on the program.

The R.I.A. program for head office Financial, Information Services and Corporate and Public Affairs personnel continued, with enrolled employees progressing through the lengthy program.

Nine employees from head office and Yellowknife, N.W.T. completed various courses offered by the Public Service Commission. These courses were held at Edmonton and Yellowknife. In addition, some employees pursued and completed University and privately offered courses relative to their employ.

Safety and Security

During this fiscal year, the necessity for regular safety and security inspections at each plant location was stressed and ongoing at all sites. Fire protection and prevention was highlighted at field locations and commitments were made to pursue an effective Fire Protection and Prevention Program that would encompass training for employees at the fieldlevel. Accident frequency and severity rates again dropped slightly over the previous year. The Commission instituted a Safety Award Program for all employees and a plaque was presented to the Norman Wells Area Superintendent in recognition of the area plant employees who had the largest decrease in frequency and severity of accidents over the past year on a pro-rated basis in accordance with the number of employees in the area.

Formation

Durant 1984-85, la Commission n'a pas pu participer au Programme de Formation en Technique Diesel Chilliwack des Forces Canadiennes, dans lequel il avait été possible de participer pendant plusieurs années à cause des candidats militaires de priorité qui remplissaient les cours. Ce programme militaire devra reprendre durant 1985-86. La Commission a demandé l'approbation du DND pour l'entraînement de son personnel qualifié dans le Programme Technique Avancé à Chilliwack.

Le Programme de Formation d'Opérateurs d'Usine et de Systèmes s'est poursuivi avec satisfaction au cours de l'année, avec tous les nouveaux employés mis sur le programme.

Le Programme R.I.A. pour le personnel des bureaux centraux dans les départements de Finance, Services d'information, Affaires Publiques, et de Corporations a continué avec les employés inscrits faisant des progrès satisfaisants dans le programme de longue durée.

Neuf employés du bureau central et de Yellowknife, T.N.-O. complétèrent divers cours, offerts par la Commission du Service Public. Ces cours eurent lieu à Edmonton et à Yellowknife. Aussi, certains employés continuèrent et complétèrent des cours universitaires ou privés se rapportant à leur emploi.

Sécurité

Au cours de l'exercice financier, la nécessité d'avoir des inspections de sécurité régulièrement à chaque usine fut soulignée et eut lieu progressivement à chaque local. La protection et les précautions contre le feu furent soulignées aux locations sur les lieux et des engagements furent faits pour continuer des programmes de protection et de précautions qui comprendraient l'entraînement des employés sur les lieux. La fréquence des accidents et la sévérité de celles-ci ont diminué un peu au delà de l'année précédente. La Commission a institué un programme de récompense sûreté pour tous ses employés et une plaque fut présentée au surintendant de la région de Norman Wells en reconnaissance aux employés de cette usine, qui avaient le plus grand décroissement en fréquence et en sévérité d'accidents durant l'année passée sur une base proportionnelle en accord avec le nombre d'employés dans cette région.





AUDITOR'S REPORT

The Honourable David Crombie, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1985 and the statements of income and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1985 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, after giving retroactive effect to the accounting change for retained earnings as explained in Note 3 to the financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, the transactions of the Commission that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with the Financial Administration Act and regulations, and the Northern Canada Power Commission Act.

Raymond Dubois, C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 14, 1985

RAPPORT DU VERIFICATEUR

L'honorable David Edward Crombie, C.P.,
député Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1985 ainsi que l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1985 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués, après avoir donné effet rétroactivement au changement comptable pour les bénéfices non répartis comme l'explique la note 3 afférente aux états financiers, de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, à mon avis, les opérations de la Commission dont j'ai eu connaissance au cours de ma vérification des états financiers ont été effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la Loi sur l'administration financière et ses règlements, et la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

pour le Vérificateur général du Canada

Raymond Dubois, C.A.
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 14 juin 1985

STATEMENT OF INCOME
AND RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1985

ETAT DES RESULTATS
ET DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1985

	1985	1984 (Restated) (Redressé) (thousands of dollars) (en milliers de dollars)	
Revenues			Revenus
Sale of power	\$ 80,128	\$ 73,749	Vente de courant
Sale of heat	6,601	7,043	Vente de chaleur
Other	1,414	1,127	Autre revenus
	<u>88,143</u>	<u>81,919</u>	
Expenses			Dépenses
Operations and maintenance	53,051	47,764	Exploitation et entretien
Depreciation	10,118	7,843	Amortissement
Engineering and general administration (Note 6)	5,956	5,577	Administration générale et services de génie (note 6)
	<u>69,125</u>	<u>61,184</u>	
Income from operations	19,018	20,735	Bénéfice de l'exploitation
Interest (Note 7)	13,143	14,879	Intérêt (note 7)
Net income for the year	<u>5,875</u>	<u>5,856</u>	Bénéfice net pour l'exercice
Retained earnings			Bénéfices non répartis
At beginning of the year			Au début de l'exercice
As previously reported	8,925	3,069	Ainsi que déclaré précédemment
Prior period adjustment (Note 6)	(2,166)		Rajustement de la période antérieure (note 3)
As restated	<u>6,759</u>	<u>3,069</u>	Ainsi que redressé
Transfer to contingency reserve	(3,469)	(2,166)	Virement à la réserve pour les éven- tualités
At end of the year	<u>\$ 9,165</u>	<u>\$ 6,759</u>	A la fin de l'exercice

STATEMENT OF CHANGES IN
FINANCIAL POSITION
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1985

ETAT DE L'EVOLUTION DE LA
SITUATION FINANCIERE
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1985

	1985	1984	
	(thousands of dollars)	(en milliers de dollars)	
Funds provided			Provenance des fonds
Operations			Exploitation
Net income for the year	\$ 5,875	\$ 5,856	Bénéfice net pour l'exercice
Items not requiring an outlay of funds			Eléments n'exigeant aucune mise de fonds
Depreciation	10,118	7,843	Amortissement
Other	(65)	159	Autre élément
	<u>15,928</u>	<u>13,858</u>	
Insurance proceeds Inuvik fire loss	6,864	-	Produit de l'assurance sur la perte lors de l'incendie à Inuvik
Long-term loans from Canada	5,000	141,560	Emprunts à long terme auprès du Canada
Disposals of property and equipment	518	-	Aliénation de biens-fonds et matériel
Increase in accounts payable and contractors' holdbacks	101	2,571	Augmentation des créiteurs et des retenues des entrepreneurs
Total funds provided	<u>28,411</u>	<u>157,989</u>	Total de la provenance des fonds
Funds applied			Utilisation des fonds
Repayment of long-term debt	13,876	131,315	Remboursement de la dette à long terme
Additions to property and equipment	12,344	30,098	Additions aux bien-fonds et matériel
Increase in inventories	223	1,512	Augmentation des stocks
Increase in accounts receivable	31	2,569	Augmentation des débiteurs
Total funds applied	<u>26,474</u>	<u>165,494</u>	Total de l'utilisation des fonds
Cash and term deposits			Encaisse et dépôts à terme
Increase (decrease) for the year	1,937	(7,505)	Augmentation (diminution) pour l'exercice
At beginning of the year	12,345	19,850	Au début de l'exercice
At the end of the year	<u>\$ 14,282</u>	<u>\$ 12,345</u>	A la fin de l'exercice

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1985

BILAN AU 31 MARS 1985

ASSETS

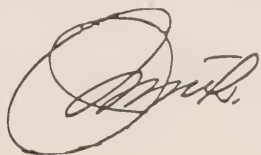
ACTIF

	1985	1984	
	(thousands of dollars)	(thousands of dollars)	
	(en milliers de dollars)	(en milliers de dollars)	
Property and equipment			Bien-fonds et matériel
In service (Note 4)	224,520	229,892	En service (note 4)
Projects under construction	529	248	Constructions en cours
	<u>225,049</u>	<u>230,140</u>	
Current			A court terme
Cash and term deposits	14,282	12,345	Encaisse et dépôts à terme
Accounts receivable			Débiteurs
Utilities	12,177	10,728	Services publics
Other	2,390	3,808	Autres débiteurs
Inventories			Stocks
Fuel and lubricants	11,239	11,145	Combustibles et lubrifiants
Other supplies	2,382	2,253	Autre fournitures
	<u>42,470</u>	<u>40,279</u>	
	<u><u>\$267,519</u></u>	<u><u>\$270,419</u></u>	

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

le Président-directeur général



Chairman and Chief Executive Officer

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1985

BILAN AU 31 MARS 1985

LIABILITIES

PASSIF

	1985	1984 (Restated) (Redressé) (thousands of dollars) (en milliers de dollars)
Long-term		
Loans from Canada (Note 5)	<u>\$231,336</u>	<u>\$240,797</u>
Current		
Current portion of long-term loans	9,653	9,068
Accounts payable	11,479	10,694
Contractors' holdbacks	<u>251</u>	<u>935</u>
	<u>21,383</u>	<u>20,697</u>
	252,719	261,494

A long terme
Emprunts auprès du Canada (note 5)
A court terme
Tranche à court terme de la dette à long terme
Créditeurs
Retenues des entrepreneurs

EQUITY OF CANADA

AVOIR DU CANADA


Contingency reserve	5,635	2,166
Retained earnings	<u>9,165</u>	<u>6,759</u>
	14,800	8,925
	<u>\$267,519</u>	<u>\$270,419</u>

Réserve pour les éventualités
Bénéfices non répartis

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

un Membre



Member

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission, formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948, is a Crown Corporation named in Schedule C, Part 1 to the Financial Administration Act and operates under the Northern Canada Power Commission Act. The Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of the significant accounting policies of the Commission is as follows:

Property and equipment

Property and equipment, with the exception of that gifted to the Commission by Canada and others which have been recorded at nominal value, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

Losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off to operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements and losses covered by insurance, the cost of property and equipment retired, less disposal or other proceeds, is charged

1. Autorisation et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, auparavant la "Northwest Territories Power Commission" établie en 1948, est une société d'Etat nommée à l'Annexe C, Partie I de la Loi sur l'administration financière et elle opère en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services d'utilité publique, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord-Ouest, au Territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada.

2. Conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés convenables vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Voici le résumé des principales conventions comptables de la Commission:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, à l'exception des éléments virés à titre gratuit à la Commission par le Canada et d'autres éléments qui ont été comptabilisés à la valeur nominale, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les coûts directs de biens et de services, le coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt, au taux régnant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la durée de la construction et une partie des frais des services de génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Les pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel à la suite de circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui n'ont pas été introduits dans le cycle de production, sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Quant

ed or credited to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

Depreciation

Depreciation of property and equipment, financed by loans from Canada, in service prior to March 31, 1977, excluding the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Property and equipment, financed by loans from Canada and placed in service subsequent to March 31, 1977, including the Head Office building and property and equipment purchased from internally generated funds, are depreciated on the straight line method.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	10-15 years
Motor vehicles	4 years

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for any decline in value of slow-moving inventory.

Contingency reserve

Order in Council P.C. 1980-1989 of July 24, 1980 authorizes the Commission to establish a contingency reserve which is not to exceed \$10 million to provide for extraordinary losses not covered by the rate structure. A contingency allowance based on 4% of utility sales was authorized for inclusion in the rate structure, to be used first to recover prior period deficits and then to build up a reserve. Prior period deficits have been recovered and transfers to the reserve are being made annually of up to 4% of utility sales, or the net income for the year should it be

aux mises hors services normales et aux pertes couvertes par l'assurance, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation ou autres produits est imputé ou crédité à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats.

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada, mis en service avant le 31 mars 1977, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé en tant que somme équivalente au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les biens-fonds et le matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada et mis en service après le 31 mars 1977, y compris l'immeuble du siège social, et les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives que voici pour les principales catégories d'éléments de l'actif:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Bâtiments	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	10 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie pour tenir compte de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.

Réserve pour les éventualités

Le décret du Conseil C.P. 1980-1989 du 24 juillet 1980 autorise la Commission à établir une réserve pour les éventualités qui ne doit pas dépasser \$10 millions afin d'établir une provision pour les pertes extraordinaires qui ne font pas partie de l'échelle de taux. Une provision pour les éventualités fondée sur 4% des ventes de services d'utilité publique a été approuvée quant à son insertion dans l'échelle des taux, afin d'être

less, until the authorized limit is reached.

Employee termination benefits

Employees are entitled to specified benefits on termination as provided for under labour contracts and condition of employment. The liability for these payments is recorded in the accounts as the benefits accrue to the employees.

Pension plan

All employees are covered by the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. Contributions to the Plan are required from both the employee and the Commission. These contributions represent the total liability of the Commission and are recognized in the accounts on a current basis.

Grants in lieu of taxes

Grants in lieu of taxes are based on estimated municipal assessments adjusted in accordance with the Municipal Grants Act. Grants are paid after the amounts have been audited by the Municipal Grants Division of Public Works Canada. Any adjustments upon finalization are reflected in the accounts in the year of settlement.

3. Accounting change

During the year the Commission changed its accounting for retained earnings retroactive to 1984. In that year prior period deficits of \$4,608,000 were fully recovered from the previously authorized contingency allowance built into the rate structure and transfers to the contingency reserve could then be made. As a result retained earnings at April 1, 1984 have been reduced by \$2,166,000 for the amount deemed to have been transferred to the contingency reserve in 1984.

utilisée en premier lieu pour recouvrer les déficits de périodes antérieures et ensuite pour édifier une réserve. Les déficits des exercices antérieurs ont été récupérés et des virements à la réserve ont été effectués annuellement ne dépassant pas 4% des ventes de services d'utilité publique, ou lorsque le bénéfice net de l'exercice est moindre, jusqu'à ce que la limite autorisée soit atteinte.

Prestations de cessation d'emploi

Les employés ont droit à des prestations particulières lors de leur départ comme le prévoient leurs contrats de travail et leurs conditions d'emploi. Le passif à l'égard de ces versements est inscrit aux comptes à mesure que les prestations s'accumulent aux employés.

Régime de retraite

Tous les employés font partie du Régime de pensions de retraite de la fonction publique géré par le gouvernement du Canada. Les cotisations au Régime sont exigées à la fois des employés et de la Commission. Ces cotisations représentent à la limite le passif de la Commission et elles sont portées aux comptes de façon courante.

Subventions tenant lieu de taxes

Les subventions tenant lieu de taxes sont fondées sur une estimation des évaluations municipales rajustées en conformité de la Loi sur les subventions aux municipalités. Les subventions sont versées après que les sommes ont été vérifiées par la Division des subventions aux municipalités de Travaux publics Canada. Tous les rajustements lors de l'étape définitive sont présentés dans les comptes de l'exercice du règlement.

3. Changement comptable

Au cours de l'exercice la Commission a apporté un changement à sa comptabilité pour les bénéfices non répartis avec effet rétroactif à 1984. Lors de cet exercice les déficits des exercices antérieurs de \$4,608,000 ont été recouverts en entier à même la provision pour les éventualités déjà approuvée et qui était incorporée à l'échelle des taux et les virements à la réserve pour les éventualités pouvaient alors être effectués. C'est pourquoi les bénéfices non répartis au 1^{er} avril 1984 ont été réduits de \$2,166,000 au titre de la somme qui est réputée avoir été virée à la réserve pour les éventualités en 1984.



4. Property and equipment in service

	1985	1984
	(thousands of dollars)	
Electric power plants	\$239,706	\$231,443
Transmission and distribution systems	39,073	37,866
Other utilities	3,686	3,819
Staff accommodation	3,721	3,829
Warehouses, motor vehicles and general facilities	8,003	7,041
	<u>294,189</u>	<u>283,998</u>
Less accumulated depreciation	69,669	54,106
	<u>\$224,520</u>	<u>\$229,892</u>

5 .Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest, is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual instalments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any instalment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1985, loans for capital expenditures carried interest at rates ranging from 4% to 15.625%, with a weighted average interest rate of 10.135% (1984 - 10.098%). Borrowings during the year were at an average interest rate of 11.625% (1984 - 9.553%).

4. Biens-fonds et matériel en service

	1985	1984
	(en milliers de dollars)	
Centrales hydro-électriques	\$239,706	\$231,443
Réseaux de transmission et de distribution	39,073	37,866
Autres services d'utilité publique	3,686	3,819
Locaux du personnel	3,721	3,829
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	8,003	7,041
	<u>294,189</u>	<u>283,998</u>
Moins l'amortissement accumulé	69,669	54,106
	<u>\$224,520</u>	<u>\$229,892</u>

5 .Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses d'immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt aux taux régissant s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à somme empruntée. Le prêt en entier, comprenant l'intérêt couru, est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de l'exercice 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant à ce moment-là, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1985, les emprunts pour les dépenses d'immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 4% à 15.625%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 10.135% (1984 - 10.098%). Les emprunts au cours de l'exercice furent consentis à un taux moyen d'intérêt de 11.625% (1984 - 9,553%).

Loans from Canada mature as follows:

	(thousands of dollars)
1986	\$ 9,653
1987	10,055
1988	10,496
1989	10,616
1990	11,170
1991 - 2024	188,999
	<u>240,989</u>
Deduct current portion	<u>9,653</u>
	<u>\$231,336</u>

Les emprunts auprès du Canada viennent à échéance de la façon suivante:

	(en milliers de dollars)
1986	\$ 9,653
1987	10,055
1988	10,496
1989	10,616
1990	11,170
1991-2024	188,999
	<u>240,989</u>
Moins la tranche à court terme	<u>9,653</u>
	<u>\$231,336</u>

6 .Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$453,000 (1984 - \$642,000) allocated to capital projects.

6 .Dépenses d'administration générale et services de génie

Les dépenses d'administration générale et services de génie ont été réduites d'une somme de \$453,000 (1984 - \$642,000) attribuée aux projets d'immobilisations.

7 .Interest

	1985	1984
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term loans	\$ 24,484	\$ 21,700
Other loans	-	676
	<u>24,484</u>	<u>22,376</u>
Less:		
Interest capitalized	-	5,667
Income from term deposits and receivables	2,247	1,830
	<u>2,247</u>	<u>7,497</u>
	<u>22,237</u>	<u>14,879</u>
Interest adjustment	(9,094)	-
	<u>\$ 13,143</u>	<u>\$ 14,879</u>

7 .Dépense d'intérêt

	1985	1984
	(en milliers de dollars)	
Intérêt sur les emprunts à long terme	\$ 24,484	\$ 21,700
Autres emprunts	-	676
	<u>24,484</u>	<u>22,376</u>
Moins:		
Intérêt capitalisé	-	5,667
Revenu provenant des dépôts à terme et des débiteurs	2,247	1,830
	<u>2,247</u>	<u>7,497</u>
	<u>22,237</u>	<u>14,879</u>
Rajustement d'intérêt	(9,094)	-
	<u>\$ 13,143</u>	<u>\$ 14,879</u>

Due to the decline in mining activity in the Yukon Territory, the full capacity of the Whitehorse Hydro System was under-utilized during the year. System revenues were not sufficient to fully cover the applicable loan interest payable of \$13,801,000 included in interest on long-term loans. Order in Council, P.C. 1985-6/1041 of March 28, 1985 set an interest rate of zero percent for the fiscal year 1985 on certain loans applicable to the System, thereby reducing loan interest otherwise payable by

Vu le déclin de l'activité minière dans le Territoire du Yukon, la pleine capacité du système hydro-électrique de Whitehorse a été sous-utilisée au cours de l'exercice. Les revenus du système ne furent pas suffisants pour combler pleinement l'intérêt applicable à payer de \$13,801,000 sur l'emprunt, compris dans l'intérêt sur les emprunts à long terme. Le décret du Conseil C.P. 1985-6/1041 du 28 mars 1985 établit un taux d'intérêt de zéro pourcent pour l'exercice financier 1985 sur certains prêts ap-

\$9,094,000.

Under-utilization of the Whitehorse Hydro System is expected to continue in the foreseeable future. The Commission estimates that interest otherwise payable in 1985-86 will have to be reduced by \$10,700,000.

8 .Commitments

At March 31, 1985, the estimated committed cost to complete capital projects under construction is approximately \$741,000 (1984 - \$1,127,000).

9 .Related party transactions

In addition to the transactions described in Notes 4 and 7, the Commission has significant transactions with the Government of Canada and its agencies, as well as with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory. These transactions and resulting balances comprise:

	1985	1984
	(thousands of dollars)	
Sale of power and heat	\$ 43,492	\$42,964
Purchase of fuel	8,932	7,815
Contributions to the Public Service Superannuation Plan	678	655
Treasury bills and accrued interest	11,545	11,948
Accounts receivable	5,261	4,783
Accounts payable	3,015	1,287

Furthermore, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice of Canada.

plicables au système, de ce fait réduisant par \$9,094,000 l'intérêt par ailleurs à payer sur les prêts.

L'on s'attend à ce que la sous-utilisation du système hydro-électrique de Whitehorse se prolonge dans un avenir prévisible. La Commission a fait l'estimation que l'intérêt par ailleurs à payer en 1985-1986 devra être réduit par \$10,700,000.

8 .Engagements

Au 31 mars 1985, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations en voie de construction se chiffrait à environ \$741,000 (1984 - \$1,127,000).

9 .Opérations entre apparentés

En plus des opérations mentionnées aux notes 4 et 7, la Commission effectue un nombre appréciable d'opérations avec le gouvernement du Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces opérations et les soldes qui en découlent comprennent:

	1985	1984
	(en milliers de dollars)	
Vente d'énergie et de chaleur	\$ 43,492	\$ 42,964
Achat de combustible	8,932	7,815
Cotisations au Régime de pensions de retraite de la fonction publique	678	655
Bons du trésor et intérêt couru	11,545	11,948
Débiteurs	5,261	4,783
Créditeurs	3,015	1,287

De plus, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.

STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR
ENDED MARCH 31, 1985

ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE
TERMINEE LE 31 MARS 1985

	N.W.T. T.N.-O.	Y.T. T.Y.	B.C. C.B.	TOTAL TOTAL	
(in thousands of dollars)					(en milliers de dollars)
Income					Revenus
Sale of power	65,911	13,791	426	80,128	Vente de courant
Sale of heat	6,601	-	-	6,601	Vente de chaleur
Other	1,328	80	6	1,414	Autres revenus
	<u>73,840</u>	<u>13,871</u>	<u>432</u>	<u>88,143</u>	
Expense					Dépenses
Operations and maintenance	48,331	4,438	282	53,051	Exploitation et entretien
Engineering and general administration	4,880	1,043	33	5,956	Administration générale et services d'ingénierie
Depreciation	6,517	3,588	13	10,118	Amortissement
	<u>59,728</u>	<u>9,069</u>	<u>328</u>	<u>69,125</u>	
Income before interest expense	14,112	4,802	104	19,018	Bénéfice avant la dépense d'intérêt
Interest expense, net	<u>8,345</u>	<u>4,802</u>	<u>(4)</u>	<u>13,143</u>	Dépense d'intérêt, nette
Net income for the year - March 31, 1985	<u>5,767</u>	<u>-</u>	<u>108</u>	<u>5,875</u>	Bénéfice net pour l'exercice - le 31 mars 1985
Net income (loss) for the year - March 31, 1984	<u>6,581</u>	<u>(794)</u>	<u>69</u>	<u>5,856</u>	Bénéfice net (perte) pour l'exercice - le 31 mars 1984

N.W.T. - T.N.O.			Y.T. - T.Y.			OTHER - AUTRES		
	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh		Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh		Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh
Wholesale	\$000		\$000				\$000	
	9,246	95.6	8,274	144.9	5.71	-	-	-
Industrial	12,251	161.1	2,732	60.2	4.54	-	-	-
Residential	22,409	79.6	1,113	9.3	11.97	104	0.4	26.0
Commercial	21,533	72.0	1,636	9.1	17.98	319	0.8	39.88
Street Lighting	472	2.8	36	0.3	12.0	3	0.1	3.00
Total	65,911	411.1	13,791	223.8	6.16	426	1.3	32.77
Total								
OPERATING PLANT (\$000)								
Capital Investment		N.W.T. T.N.O.		Y.T. T.Y.		OTHER AUTRES	EXPLOITATION DES USINES (\$000)	
		143,713		143,944		261	Investissement de capital	
Investment per \$ revenue		2.18		10.44		0.61	Investissement par \$ revenu	
Investment per kWh sold		0.35		0.64		0.20	Investissement par kWh vendu	
CONSUMERS								
- Retail		12,317		1,312		144	- Détail (domestique)	
- Industrial		3		2			- Industriel	
- Wholesale		1		1			- En gros	

RESUME STATISTIQUE

Année terminée le 31 mars

DONNEES GENERALES

Nombre - centrales
- employés
- employés à
forfait

ENERGIE ELECTRIQUE

Capacité de production
(en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique
TOTAL

POURCENTAGE DE
CAPACITE
HYDRAULIQUE

CHARGE DE POINTE NETTE
(en milliers de kW)

Production
(en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique

TOTAL

POURCENTAGE DE
GENERATION HYDRAULIQUE

VENTES
(en millions de kWh)

POURCENTAGE VENTES
DE GENERATION

COMBUSTIBLE CONSUMMF
(litres 10^b)

CHALEUR ET EAU
Ventes d'énergie calorifique
(en milliards de BTU)
Ventes d'eau
(litres 10¹²)

STATEMENT OF EARNINGS										RELEVÉ DES GAINS									
REVENUE										REVENU									
Electricity Sales	80,128	73,749	70,826	66,598	49,579	44,187	39,561	33,914	25,490	18,814	Ventes d'électricité								
Heat Sales	6,601	7,043	7,098	5,602	5,272	4,046	3,945	3,234	3,113	2,470	Ventes d'énergie calorifique								
Other	1,414	1,127	1,333	1,163	1,063	812	972	737	939	1,062	Divers								
	88,143	81,919	79,257	73,363	55,914	49,045	44,478	37,885	29,542	22,346									
EXPENSES										DEPENSES									
Operations & Maintenance	53,051	47,764	45,200	48,168	32,912	26,543	22,601	16,739	20,275	16,253	Exploitations et entretien								
Engineering & General Administration	5,956	5,577	4,991	4,447	3,470	3,060	2,604	2,712	1,891	1,658	Administration technique et générale								
Depreciation	10,118	7,843	6,971	6,367	6,061	5,481	4,460	3,807	2,937	2,201	Amortissement								
Interest Net	13,143	14,879	14,843	13,956	13,871	13,952	14,877	14,250	10,594	5,800	Intérêt - Net								
	82,268	76,063	72,005	72,938	56,314	49,036	44,542	37,508	35,697	25,912									
	5,875	5,856	7,252	425	(400)	9	(64)	377	(6,155)	(3,566)									
NET INCOME (LOSS)										REVENU NET (PERTES)									
STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION										RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIERE									
SOURCE OF FUNDS										SOURCE CES FONDS									
Funds from Operations	23,310	13,858	14,238	6,793	5,678	5,546	5,303	6,171	(1,723)	177	Fonds provenant des exploitations								
Loans for Capital Expenditures	5,000	135,894	36,954	9,600	5,000	4,000	6,000	8,300	21,000	38,000	Emprunts pour dépenses capitales								
Other	-	5,666	2,503	443	68	13	663	2,824	3,957	5,976	Divers								
Working Capital Loan	-	-	-	-	-	-	7,500	-	-	-	Emprunts capitaux pour opérations								
	28,310	155,418	53,695	16,836	10,746	9,559	19,466	17,295	23,234	44,153									
APPLICATION OF FUNDS										APPLICATIONS DES FONDS									
Capital Expenditures	12,344	30,098	34,204	9,488	5,606	3,674	6,136	8,703	22,750	37,094	Dépenses capitales								
Reduction in Long Term Debt	14,461	124,434	6,757	6,186	6,163	5,541	5,346	4,457	7,060	1,721	Réduction de la dette à long terme								
Other	-	-	-	-	-	-	-	22	552	649	Divers								
	26,805	154,532	40,961	15,674	11,769	9,215	11,482	13,182	30,362	39,464									
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL										AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPERATION									
	1,505	886	12,734	1,162	(1,023)	344	7,984	4,113	(7,128)	4,689									
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION										RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIERE									
ASSETS										BIENS									
Property & Equipment at Cost	294,189	283,998	220,252	215,590	211,691	209,183	205,530	197,840	186,808	140,505	Propriété et équipement au prix coûtant								
Accumulated Depreciation	(69,669)	(54,106)	(49,996)	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)	(23,062)	(20,167)	(17,380)	Amortissement accumulé								
Construction in Progress	529	248	37,788	8,554	3,568	1,538	1,933	5,115	12,056	36,888	Construction en cours								
Current	42,470	40,279	43,703	31,505	28,467	27,247	24,887	14,855	19,591	13,385	Biens courants								
	267,519	270,419	251,747	212,331	206,234	205,554	205,070	194,748	198,288	173,398									
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY										RESPONSABILITES ET SECURITES DU CANADA									
Surplus (Deficit)	14,800	8,925	3,069	(4,183)	(4,608)	(4,208)	(4,217)	(4,153)	(4,530)	1,625	Surplus (déficit)								
Long Term Debt	231,336	240,797	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879	181,622	176,991	162,199	Dette à long terme								
Current	21,383	20,697	25,007	25,543	23,667	21,424	19,408	17,279	25,827	9,574	Dette actuelle								
	267,519	270,419	251,747	212,331	206,234	205,554	205,070	194,748	198,288	173,398									

CA1
NØ
-A56

NORTHERN CANADA
POWER COMMISSION

38th ANNUAL REPORT

FOR THE YEAR ENDED
31 MARCH, 1986

COMMISSION D'ENERGIE
DU NORD CANADIEN

38e RAPPORT ANNUEL

POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1986

TABLE OF CONTENTS

Foreword	1
Members of the Commission	3
NCPC Chairman Retires	5
Chairman Appointed	6
Corporate Profile	7
Areas Served	8
Utility Plant Improvements	12
Devolution of NCPC to Territorial Governments	15
National Energy Board Report on Rate Matters	16
Energy Conservation Program	17
Hydro Supply — Johnson's Crossing	17
Faro Mining Operation	18
Major Wholesale Agreements	18
Head Office Relocation	19
Safety and Security	20
Collective Agreement - PSAC	20
Financial Sales Statistics	21
Revenue	22
Expenses	24
Net Loss and Retained Earnings	25
Investment in Fixed Assets	26
Financing	26
Report of Management's Accountability	27
Auditor's Report	29
Statement of Income and Retained Earnings	30
Statement of Changes in Financial Position	31
Balance Sheet	32
Notes to Financial Statement	34
Statement of Operations	42
Analysis of Electricity Sales	43
Operating Statistics	44
Summarized Financial Statistics	45

TABLES DES MATIERES

Avant-Propos	1
Membres de la Commission	3
Le président de la CENC prend sa retraite	5
Président nommé	6
Profil de corporation	7
Régions desservies	8
Améliorations aux usines de service public	12
Dévolution de la CENC aux gouvernements territoriaux	15
Rapport de l'Office national de l'énergie sur les taux/tarifs	16
Programme de conservation d'énergie	17
Alimentation hydro-électrique — Johnson's Crossing	17
Exploitation minière de Faro	18
Accords en gros majeurs	18
Rélocalisation du siège social	19
Sécurité	20
Convention collective — AFPC	20
Finances: statistiques de ventes	21
Revenu	22
Dépenses	24
Perte nette et bénéfices non répartis	25
Placement en immobilisations	26
Financement	26
Rapport sur la responsabilité directoriale	27
Rapport du vérificateur	29
Relevé du revenu et des bénéfices non répartis	30
Relevé des changements dans la situation financière	31
Bilan	32
Notes afférentes à l'état financier	34
Relevé des opérations	42
Analyse des ventes d'électricité	43
Résumé statistique	44
Abrégé des statistiques financières	45



FOREWORD

The 1985/86 fiscal year was highlighted by four major issues and activities which are expected to significantly influence the direction taken by the Commission in future years.

In June, 1985, the National Energy Board (N.E.B.) issued a report to the Minister of Energy, Mines and Resources relating to N C PC, following a request to him from the Minister of Indian Affairs and Northern Development for the assistance of N.E.B. in providing specific advice on N C PC utility rate matters, including the determination of cost based rates for 1985/86. The report was compiled following public hearings held in Whitehorse, Y.T. and Yellowknife, N.W.T. in February and March of 1985.

A new 27 month Collective Agreement was endorsed in October, 1985 with the operational category of the Public Service Alliance of Canada (PS A C) covering the Commission's operating personnel for the period January 1, 1985 through March 31, 1987. The Agreement was achieved following acceptance by the Commission and PS A C of a Conciliation Board report.

Re-organization of the Commission's operations in Yukon and Northwest Territories, including the appointment of N.W.T. District Managers at Yellowknife and Frobisher Bay, established senior management in both Territories during the past year.

A fourth major issue and activity during the past year related to a Memorandum of Understanding reached in November, 1985 between the Minister of Indian Affairs and Northern Development and Ministers representing the Yukon and Northwest Territories Governments "to proceed with the transfer of N C PC from the federal to the territorial governments". The Commission subsequently participated with a work group formed of the three governments to develop a workable plan of action to deal with the financial, institutional, legislative and timing matters associated with the proposed devolution of N C PC to the two territorial governments. A report of the work group, which is to be presented to the Ministers for a decision on further action, had not been completed at year-end.

A net loss of \$5.3 M was reported during 1985/86 following receipt of gross revenue of \$88.8 M from utility sales, contract services and miscellaneous income, offset by operating expenses totalling \$94.1 M. Electricity sales of 636 GWh was identical to that experienced during 1984/85. Electricity sales in Yukon reduced, however, by 3.8% primarily due to

AVANT-PROPOS

L'année budgétaire 1985/86 a été marquée par quatre questions et activités majeures qui devraient influencer de façon significative sur la direction que prendra la Commission dans les années à venir.

En juin 1985, l'Office national de l'énergie (l'ONE) a présenté un rapport au ministre de l'Énergie, des mines et des ressources portant sur la CENC, à la suite d'une demande que lui avait faite le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien pour aider l'ONE à fournir des conseils précis sur les questions de taux de services publics de la CENC, y compris la détermination de taux fondés sur les coûts pour 1985/86. Le rapport a été compilé à la suite d'audiences publiques qui se sont tenues à Whitehorse (Yukon) et à Yellowknife (T. N.-O.), en février et mars 1985.

Une nouvelle convention collective de 27 mois a été signée en octobre 1985 avec la catégorie opérationnelle de l'Alliance de la Fonction publique du Canada (AFPC) comprenant le personnel des opérations de la Commission pour la période allant du 1er janvier 1985 au 31 mars 1987. La convention a été le résultat de l'acceptation par la Commission et l'AFPC du rapport d'un conseil d'arbitrage.

La réorganisation des opérations de la Commission au Yukon et dans les territoires du Nord-Ouest, y compris la nomination de directeurs de district à Yellowknife et à Frobisher Bay, a établi la haute direction dans les deux territoires pendant l'année dernière.

Une quatrième question et activité majeures qui a surgi au cours de l'année dernière avait trait à un protocole d'entente passé en novembre 1985 entre le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et les ministres représentants les gouvernements du Yukon et les Territoires du Nord-Ouest "pour passer au transfert de la CENC du gouvernement fédéral aux gouvernements territoriaux". La Commission a ensuite participé avec un groupe de travail composé des trois gouvernements pour développer un plan d'action réalisable qui servira à régler les questions financières et institutionnelles ainsi que la législation et le délai relatifs à la délégation envisagée de la CENC aux deux gouvernements territoriaux. Un rapport du groupe de travail qui doit être présenté aux ministres pour décision sur d'autes mesures à prendre n'était toujours pas terminé à la fin de l'année budgétaire.

Une perte nette de \$5.3 millions a été enregistrée en 1985/86 à la réception de revenus bruts de \$88.8 millions provenant des ventes des services publics, des services à contrat et des revenus divers, déduction faite des dépenses opérationnelles s'élevant à \$94.1 millions. Les ventes d'électricité de 636 GWh furent identiques à celles de l'année 1984/85.

reduced mining activity in the area as well as an unusually mild winter. In the N.W.T., electricity sales increased by 2.1% mainly as the result of increased consumption by Pine Point Mines Ltd. Electrical generation of 715 GWh in 1985/86 compared with 718 GWh the previous year.

The Commission provided retail electric utility service to 56 communities in Yukon, Northwest Territories and at Field, B.C. during 1985/86. An additional seven communities were provided with wholesale electric utility service for subsequent retail distribution by other utilities. Service was provided from a total of eight hydro-electric and fifty-five diesel-electric generating stations.

Les ventes d'électricité au Yukon ont toutefois diminué par 3.8 p. cent, essentiellement par suite de la réduction de l'activité minière dans la région et d'un hiver exceptionnellement doux. Dans les T. N.-O., les ventes d'électricité ont augmenté par 2.1 p. cent, surtout par suite de l'augmentation de la consommation de Pine Point Mines Ltd. La génération d'électricité de 715 GWh en 1985/86 est comparable à 718 GWh pour l'année précédente.

La Commission a fourni de l'électricité au taux de détail à 56 communautés au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Field (C.-B), en 1985/86. Sept autres communautés ont été desservies en électricités aux taux de gros, pour redistribution par d'autres services publics. Les services ont été fournis à partir de huit centrales hydro-électriques et cinquante-cinq centrales diesel-électriques.



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBERS OF THE COMMISSION:

James Smith *
Chairman



Jack W. Beaver**
Member



Ivan J. Cable
Member



James Robertson
Member



Hilda P. Watson
Member



COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

SIEGE SOCIAL:

7909 - 51 avenue
C.P. 5700, succursale L
Edmonton (Alberta) T6C 4J8
(403) 465-3377

MEMBRES DE LA COMMISSION:

James Smith *
président

Jack W. Beaver**
membre

Ivan J. Cable
membre

James Robertson
membre

Hilda P. Watson
membre

OFFICERS:

James Smith	- Chief Executive Officer
Bruce G. Christie	- Acting General Manager and Assistant General Manager, Corporate & Public Affairs
John D. Allan	- Assistant General Manager, Operations & Engineering
Roger A. Phillips	- Comptroller
Jane E. Peck	- Corporate Secretary

MEMBRES DE LA DIRECTION:

James Smith	- directeur général
Bruce G. Christie	- directeur général par intérim et Directeur général adjoint, corporation & affaires publiques
John D. Allan	- directeur général adjoint, opérations & génie
Roger A. Phillips	- contrôleur
Jane E. Peck	- secrétaire de corporation

DISTRICT OFFICES:**YUKON DISTRICT OFFICE**

Joseph F. MacEachern
- Yukon District Manager
P.O. Box 4278
Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8
(403) 667-4814

N.W.T. WEST DISTRICT OFFICE

S. Brian McCluskey
- N.W.T. West District Manager
P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4
(403) 873-4051

N.W.T. EAST DISTRICT OFFICE

Joop Sanders
- N.W.T. East District Manager
P.O. Box 250
Frobisher Bay, N.W.T. X0A 0H0
(819) 979-4403

* Retired March 31, 1986

** Appointed March 3, 1986

BUREAUX DE DISTRICT:**BUREAU DE DISTRICT YUKON**

Joseph F. MacEachern
- directeur du district du Yukon
C.P. 4278
Whitehorse (Yukon) Y1A 1H8
(403) 667-4814

**BUREAU DE DISTRICT
OUEST DES T.N.-O.**

S. Brian McCluskey
- directeur du district ouest des T.N.-O.
C.P. 1860
Yellowknife, (T.N.-O.) X1A 2P4
(403) 873-4051

**BUREAU DE DISTRICT
EST DES T.N.-O.**

Joop Sanders
- directeur du district est des T.N.-O.
C.P. 250
Frobisher Bay (T.N.-O.) X0A 0H0
(819) 979-4403

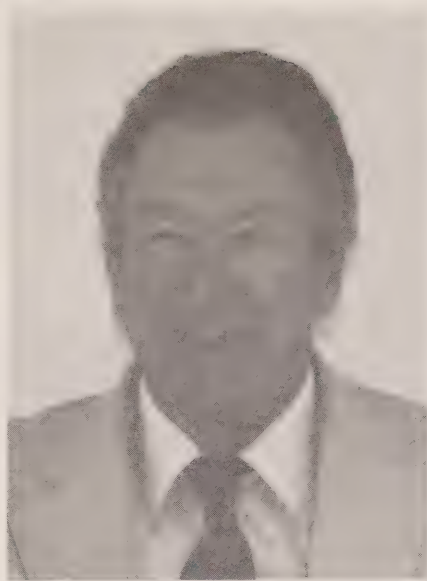
* en retraite depuis le 31 mars 1986

** nommé le 3 mars 1986



NCPC CHAIRMAN RETIRES

On March 31, 1986, Mr. James Smith, Chairman and Chief Executive Officer of NCPC, retired after serving some eleven years in that capacity. Prior to his appointment to NCPC, Mr. Smith served as Alderman for the City of Whitehorse and, in 1966, Commissioner of the Yukon Territory, a position he held until 1974. Mr. Smith was born and educated in British Columbia and relocated to Whitehorse in 1947 where he spent some 20 years managing a food, motel and hotel business prior to entering public life. During his past eleven year association with the Commission, Mr. Smith has successfully directed the Commission's business through periods of rapid growth and development as well as periods of economic constraint.



The members of the Commission, officers and staff, along with all his many friends and associates, extend best wishes to Mr. Smith and his family and wish him a long and happy retirement.

LE PRESIDENT DE LA CENC PREND SA RETRAITE

Le 31 mars 1986, le président et directeur général de la CENC, M. James Smith, a pris sa retraite après avoir servi onze ans dans ce poste. Avant sa nomination à la Commission, M. Smith servit en tant que conseiller municipal de la ville de Whitehorse, et, en 1966, fut nommé Commissaire pour les Territoires du Yukon, une poste qu'il occupa jusqu'en 1974. M. Smith est né en Colombie britannique où il fut éduqué et s'installa à Whitehorse en 1947, il y passa près de 20 années, opérant un commerce de restauration et d'hôtellerie avant d'entrer dans la vie publique. Pendant ses onze années d'association avec la Commission, M. Smith a heureusement mené les affaires de la Commission dans des périodes de croissance et de développement rapides ainsi que dans des périodes de contrainte économique.

Les membres de la Commission, les officiers et le personnel, ainsi que tous ses amis et associés nombreux, adressent à M. Smith et à sa famille tous leurs vœux de bonheur, et lui souhaitent de vivre heureux en bonne santé dans les années à venir.



CHAIRMAN APPOINTED

The Honourable David E. Crombie, Minister of Indian Affairs and Northern Development, announced on March 13, 1986 the appointment of Mr. J.W. (Jack) Beaver as Chairman and Chief Executive Officer of Northern Canada Power Commission, effective April 1, 1986.

Mr. Beaver, who was a former General Manager of Northern Canada Power Commission from April 1, 1982 through November, 1984, is well qualified for this position, having served for a short time in 1978 on the Commission's Board of Directors. He received a B Sc. in Electrical Engineering from Queen's University, following which he was employed with Ontario Hydro as Line Superintendent, Operations Manager of Canada's first nuclear power station, and Operations Manager of their North Eastern Region headquarters in North Bay.

Following employment with Ontario Hydro, Mr. Beaver was appointed Vice-President and General Manager of Churchill Falls (Labrador) Corp. Ltd. at Churchill Falls for a five year period and subsequently President and Chief Executive Officer at Montreal. He was also appointed President and Chairman of the Board of Twin Falls Power Corporation, a subsidiary company.

Prior to serving on the Board of Directors of Northern Canada Power Commission, Mr. Beaver was appointed Special Advisor to the Minister of Indian Affairs and Northern Development and to the National Indian Brotherhood to advise on socio-economic development of Canada's Indian population. In this capacity, he served as President and Chief Executive Officer of the National Indian Socio-Economic Development Corporation.

Mr. Beaver was appointed Vice-President, Korean Operations for Atomic Energy of Canada in 1979, responsible for the construction of a 600 MW CANDU installation in South Korea, prior to his appointment as General Manager of NCP.



PRESIDENT NOMME

L'honorable David E. Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a annoncé le 13 mars 1986 la nomination de M. J.W. (Jack) Beaver au poste de président et directeur général de la Commission d'énergie du Nord canadien. M. Beaver entre en fonctions le 1er avril 1986.

Mr. Beaver, qui fut l'ancien directeur général de la Commission d'énergie du Nord canadien depuis le 1er avril 1982 jusqu'à novembre 1984,

est bien qualifié pour ce poste, pour avoir été aussi, et pendant une brève période en 1978, du conseil d'administration de la Commission. Il obtint son diplôme de Bachelier ès sciences en génie électrique à l'université Queens; à la suite de quoi il fut employé par l'Ontario Hydro comme surintendant de ligne, gérant des opérations de la première station canadienne d'énergie nucléaire, et gérant des opérations de son siège social/region du nord-est à North Bay.

Suite à son emploi avec l'Ontario Hydro, M. Beaver fut nommé vice-président et directeur général de la Churchill Falls (Labrador) Corp. Ltée à Churchill Falls pour une période de cinq ans, et par la suite il devint président et directeur général à Montréal. Il fut aussi nommé président et président du conseil de la corporation Twin Falls Power, une filiale.

Avant de servir sur le conseil d'administration de la Commission d'énergie du Nord canadien, M. Beaver fut nommé conseiller spécial du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et de la Fraternité indienne nationale, afin de conseiller sur le développement socio-économique de la population indienne du Canada. Dans cette fonction, il servit comme président et directeur général de la Corporation nationale de développement socio-économique indien.

Avant sa nomination au poste de directeur général de la CENC, M. Beaver fut nommé vice-président des opérations coréennes pour l'Energie atomique du Canada en 1979, chargé de la construction d'une installation CANDU de 600 MW en Corée du Sud.

CORPORATE PROFILE

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territories Government for distribution at Frobisher Bay. Residual heat recovery systems are operated at several locations in the Yukon and N.W.T.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. District offices for the Northwest Territories' operations are located in Frobisher Bay and Yellowknife and for the Yukon operations, the District office is located in Whitehorse.

It is a requirement of the authorizing Act that operations of the Commission shall be self-sustaining within each rate zone as defined in the Act. Rates charged for utilities supplied must consequently provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, operating, maintenance, administrative and all other expenses, and contingency allowances.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

PROFIL DE CORPORATION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la couronne qui opère en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de la planification, de la construction et de la gestion des services publics, principalement dans le domaine de l'électricité, sur le plan commercial. A ces fins, elle est autorisée à étudier les besoins d'aménagement à construire des installations de service public dans les Territoires du Nord-Ouest et, sujet à l'approbation du Gouverneur général-en-conseil, ailleurs au Canada.



La Commission est le principal générateur d'électricité au nord du 60^{ème} parallèle et elle opère les principaux réseaux de transmission au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle maintient des systèmes de chauffage, de distribution des eaux et égouts à Inuvik (T.N.-O.). Elle approvisionne en chaleur le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui en fait la redistribution à Frobisher Bay. Elle opère des systèmes de récupération de chaleur résiduelle en plusieurs endroits du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Le siège social de la Commission est situé à Edmonton (Alberta). Les bureaux de district des opérations dans les Territoires du Nord-Ouest sont situés à Frobisher Bay et à Yellowknife et le bureau de district pour le Yukon est à Whitehorse.

La Loi stipule que les opérations de la Commission doivent être financièrement indépendantes à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles qu'elles sont définies par la Loi. Par conséquent, les taux perçus pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour couvrir les frais d'intérêts et de principal sur les emprunts accordés à la Commission, les frais opérationnels, d'entretien et d'administration et autres, ainsi que les faux frais divers.

Les comptes de la Commission sont soumis à la vérification du Vérificateur général du Canada.

AREAS SERVED

ELECTRICITY

Generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Mackenzie Region:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife.

Keewatin Region:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute.

YUKON TERRITORY:

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River and Whitehorse.

BRITISH COLUMBIA:

Field.

HEATING

Generation of heat at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Inuvik and Frobisher Bay.

Provision of residual heat at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet.

YUKON TERRITORY:

Dawson

REGIONS DESSERVIES

ELECTRICITE

La génération, la transmission et/ou distribution d'électricité en gros et détail:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Région du Mackenzie:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley et Yellowknife.

Région du Keewatin:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay et Whale Cove.

Région du Baffin:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Frobisher Bay, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet et Resolute.

TERRITOIRES DU YUKON:

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River et Whitehorse.

COLOMBIE BRITANNIQUE:

Field.

CHAUFFAGE

La génération de chaleur à:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Inuvik et Frobisher Bay.

Le service de chaleur résiduelle à:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay et Rankin Inlet.

TERRITOIRES DU YUKON:

Dawson

WATER AND SEWERAGE

NORTHWEST TERRITORIES:

Inuvik.

CONTRACT WORK AND OTHER

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides the electrical and mechanical services, including occasional installation and construction work, at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

EAUX ET EGOUTS

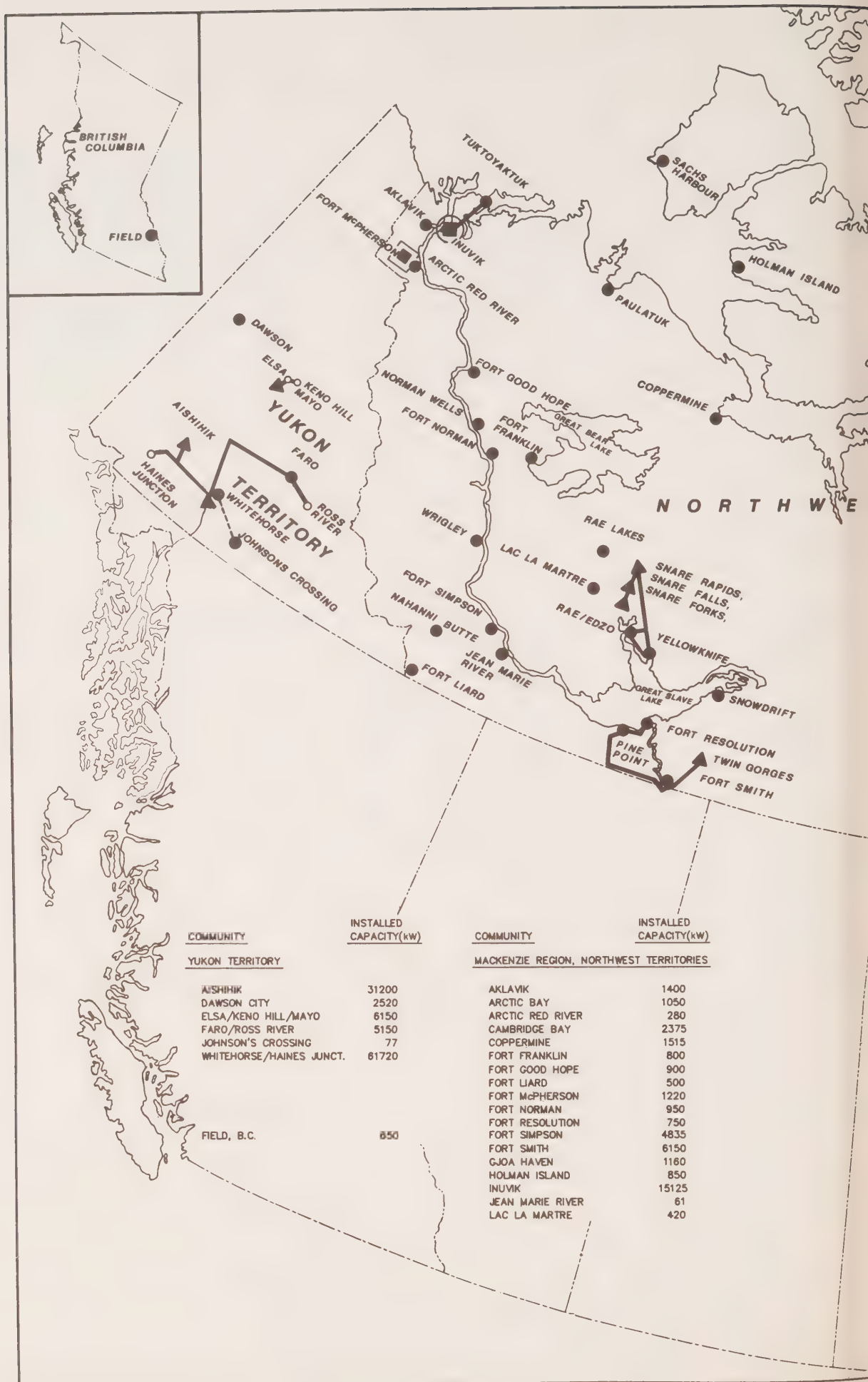
TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

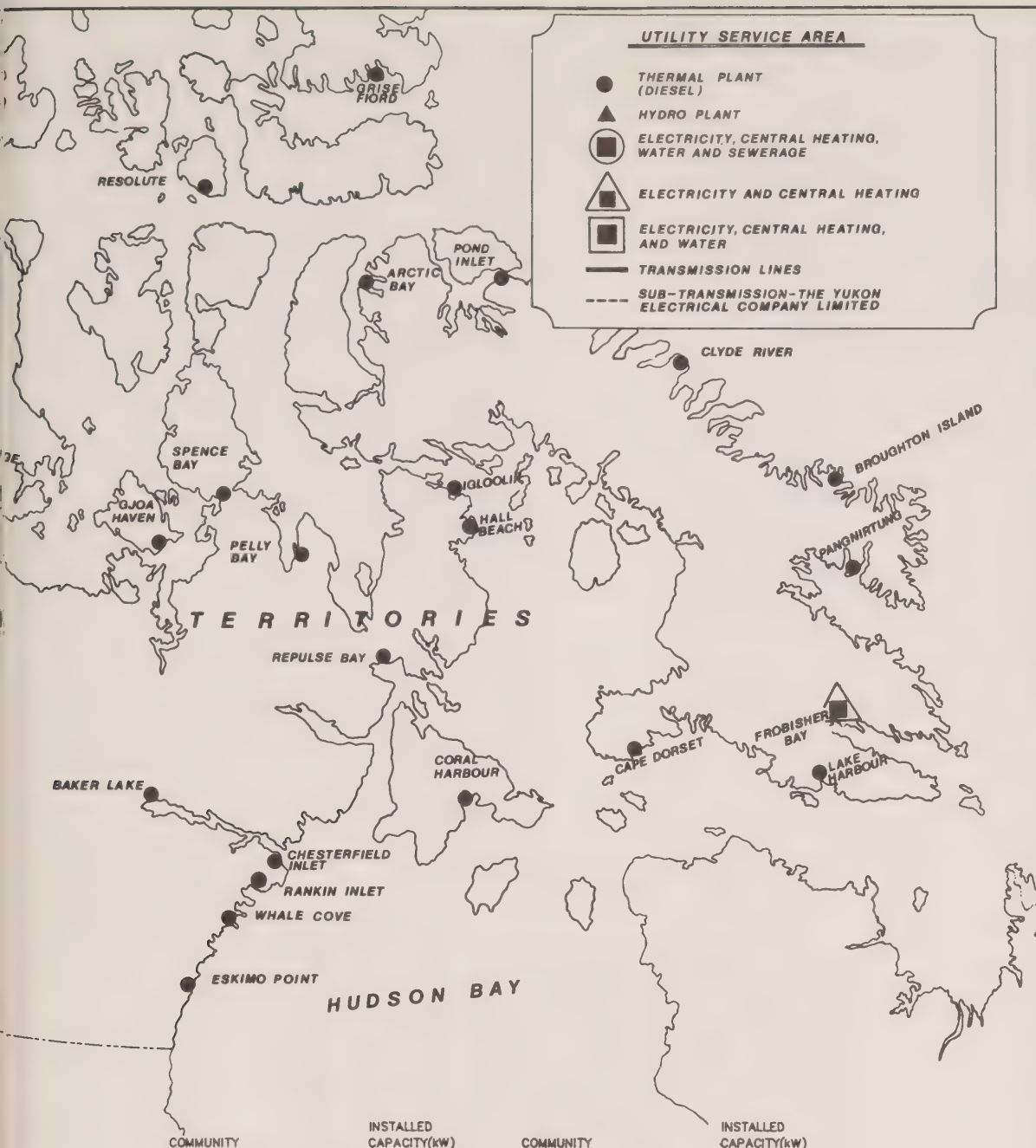
Inuvik.

TRAVAUX A FORFAIT ET AUTRES:

La Commission opère les usines de chauffage et de distribution d'eaux à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion des travaux d'aménagement et de construction à différents endroits, pour des ministères gouvernementaux et autres, moyennant le remboursement des frais encourus.







COMMUNITY
MACKENZIE REGION CONTINUED

COMMUNITY	INSTALLED CAPACITY(kw)
NAHANNI BUTTE	151
NORMAN WELLS	1750
PAULATUK	380
PELLY BAY	800
PINE POINT	12850
RAE/EDZO	1200
RAE LAKES	260
SACHS HARBOUR	800
SNARE RAPIDS	7000
SNARE FALLS	7000
SNARE FORKS	8000
SNOWDRIFT	430
SPENCE BAY	900
TUKTOYAKTUK	1980
TWIN GORGES/TALTSON	21000
WRIGLEY	480
YELLOWKNIFE	11570

COMMUNITY
KEEWATIN REGION, NORTHWEST TERRITORIES

COMMUNITY	INSTALLED CAPACITY(kw)
BAKER LAKE	1990
CHESTERFIELD INLET	900
CORAL HARBOUR	1350
ESKIMO POINT	1680
RANKIN INLET	2660
REPLUSE BAY	750
WHALE COVE	650

BAFFIN REGION, NORTHWEST TERRITORIES

COMMUNITY	INSTALLED CAPACITY(kw)
BROUGHTON ISLAND	630
CAPE DORSET	1380
CLYDE RIVER	1100
FROBISHER BAY	9945
GRISE FJORD	390
HALL BEACH	775
IGLOOLIK	1340
LAKE HARBOUR	750
PANGNIRTUNG	1680
POND INLET	1560
RESOLUTE	3950

UTILITY PLANT IMPROVEMENTS

Taltson System

During 1985, a new static excitation system was ordered for the 18 MVA alternator at the Taltson hydro plant which generates electricity supplied to the communities of Fort Smith, Pine Point, Fort Resolution and to the lead/zinc mining operation at Pine Point. Delivery and installation at the hydro plant is anticipated to take place in May, 1986. The new excitor was purchased to improve voltage stability on the Taltson system and will provide the added benefit of replacing equipment which is no longer manufactured and for which spare parts no longer exist.

Snare/Yellowknife System

Upgrading of existing protection on the Snare/Yellowknife hydro-electric system, which has been underway during the past several years, was nearing completion at fiscal year-end.

Modifications to the Yellowknife sub-transmission tie-lines were also underway at year-end.

Electrical Distribution

Approximately 10 km of electrical distribution line extensions were constructed throughout the N.W.T. providing electrical service to new housing developments, new schools, commercial developments, municipal improvements, navigation/communication links, street lighting and system improvements.

The larger of these extensions were completed at Lac La Martre, Holman Island, Inuvik, Pangnirtung, Spence Bay, Repulse Bay, Grise Fiord, Chesterfield Inlet and Baker Lake. As well, maintenance programs were implemented throughout the N.W.T. and Field, B.C., with more

AMELIORATIONS AUX USINES DE SERVICE PUBLIC

Système Taltson

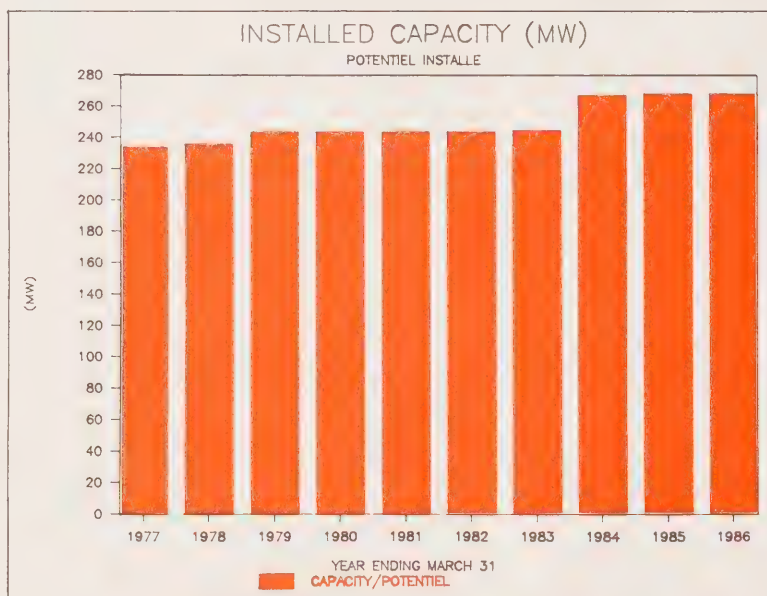
Pendant l'année 1985, une commande fut placée pour un nouveau système d'excitation statique pour l'alternateur MVS 18 à l'usine hydraulique de Taltson qui génère l'électricité fournie aux communautés de Fort Smith, Pine Point, Fort Resolution et à l'opération minière de plomb/zinc à Pine Point. La livraison et l'installation à la centrale hydraulique est prévue pour le mois de mai 1986. Le nouvel exciteur fut acheté afin d'améliorer la stabilité du voltage au système de Taltson et offrira l'avantage additionnel de remplacer l'équipement qui n'est plus manufacturé, et dont les pièces de rechange n'existent plus.

Système de Snare/Yellowknife

Les travaux d'amélioration des mécanismes protecteurs du système hydro-électrique Snare/Yellowknife, en cours depuis plusieurs années, furent près d'être terminés à la fin de l'année budgétaire.

Des modifications aux lignes secondaires de sous-transmission furent initiées à la fin de l'année budgétaire.

Distribution d'électricité



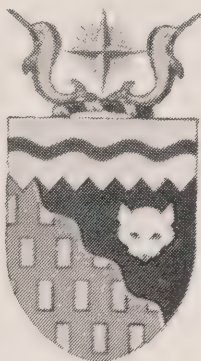
A peu près 10 kilomètres de lignes distributrices d'électricité additionnelles furent construites à travers les T.N.-O., amenant le courant électrique à de nouvelles locations résidentielles, des nouvelles écoles, des développements commerciaux et des améliorations municipaux, des réseaux de

navigation et de communication, ainsi qu'aux faisceaux d'éclairage des rues et aux améliorations du système. Les extensions plus grandes furent complétées au Lac La Martre, à Holman Island, Inuvik, Pangnirtung, Spence Bay, Repulse Bay, Grise Fiord, Chesterfield Inlet et au

DEVOLUTION OF NCPC TO TERRITORIAL GOVERNMENTS

On November 5, 1985, the Honourable David Crombie, Minister of Indian Affairs and Northern Development announced that a Memorandum of Understanding had been reached with Ministers representing the Yukon and Northwest Territories Governments to proceed with the transfer of NCPC from the Federal to the Territorial Governments, with a target for completion of the devolution process by March 31, 1987. The objective of the transfer was stated to be the achievement of fiscally responsible, self-financing and dependable utility operations, providing power at reasonable and stable rates.

A work group, with membership from the Federal and Territorial Governments as well as NCPC was formed at that time to review and analyze positions advanced by each of the Territorial Governments. The work group was requested to develop a workable plan of action which would deal with financial, institutional, legislative and timing matters associated with the proposed devolution of NCPC to the Territorial Governments. The report of the work group, which is to be submitted to the Federal and Territorial Ministers for their review and further action, had not been completed at year-end.



DEVOLUTION DE LA CENC AUX GOUVERNEMENTS TERRITORIAUX

Le 5 novembre 1985, l'honorable David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec les ministres représentants des gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest en vue de procéder au transfert de la CENC du gouvernement fédéral aux gouvernements territoriaux, dont la date de terminaison est prévue pour le 31 mars 1987. Il a été précisé que le but du transfert était de réaliser l'opération des services publics responsable et indépendante financièrement, et régulière, fournissant l'électricité à des tarifs raisonnables et stables.

Une groupe de travail, composé de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des gouvernements territoriaux aussi bien que de la CENC, a été formé à ce moment-là pour reviser et analyser les points avancés par chacun des gouvernements territoriaux. Le groupe de travail a été chargé de mettre au point un plan d'action réalisable qui réglerait les questions financières, institutionnelles, législatives et de délai, associées à la proposition de transfert de la CENC aux gouvernements territoriaux. Le rapport du groupe de travail qui doit être soumis au ministre fédéral et aux ministres territoriaux pour révision et pour action, n'était toujours pas terminé à la fin de l'année budgétaire.



NATIONAL ENERGY BOARD REPORT ON RATE MATTERS

Following the public hearings held by the National Energy Board (N.E.B.) in February and March of 1985 to inquire into and report on the revenues of the Commission and the determination of cost based rates which should be charged by the Commission during the 1985/86 fiscal year, the report was issued by the N.E.B. in June, 1985. The report was compiled in response to a request from the Minister of Indian Affairs and Northern Development, through the Minister of Energy, Mines and Resources, in April, 1984.

The report made a number of major recommendations pertaining to the determination of cost based rates to be set by the Commission, including:

- (a) The rate base/rate of return methodology should be utilized in the determination of revenue requirements;
- (b) In consideration of the major reduction in load resulting from the shutdown of the Cyprus Anvil Mine at Faro, Y.T., the Whitehorse No. 4 hydro project should be removed from rate base and the interest on loans outstanding associated with this project be forgiven by Canada until such time as the plant's output is required to meet the forecast demand for the Yukon hydro rate zone;
- (c) The maturity of loans associated with hydro plants be extended to 65 years from the current 40 years;
- (d) The write-off of approximately \$41.9 M in loans associated with construction costs of the Aishihik hydro project, fish hatchery, and screening for the Whitehorse No. 4 hydro project, assets no longer in service or used and useful, as well as under recovery of depreciation due to conversion to straight-line depreciation; and
- (e) A duly appointed regulatory agency should be charged with the responsibility of reviewing and approving revenue requirements and utility rates assessed by the Commission.

At year-end, the Commission had not implemented the cost based rates as recommended by N.E.B., pending a decision by the Minister of Indian Affairs and Northern Development on adoption of

RAPPORT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE SUR LES QUESTION DES TAUX/TARIFS

A la suite des audiences publiques, qu'a tenu l'Office national de l'énergie (l'ONE) en février et mars 1985, pour faire une enquête et un rapport sur les revenus de la Commission et pour déterminer des taux basés sur les coûts qui devraient être perçus par la Commission pendant l'année budgétaire 1985/86, le rapport a été publié par l'ONE en juin 1985. Le rapport a été compilé en réponse à une demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, par l'intermédiaire du ministre de l'Energie, des mines et des ressources, en avril 1984.

Le rapport avait fait un certain nombre de recommandations majeures ayant trait à la détermination des taux basés sur les coûts que devrait fixer la Commission, notamment:

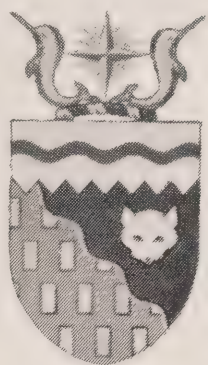
- (a) La méthodologie de base tarifaire/taux de rentabilité devrait être employée dans la détermination des exigences de revenus;
- (b) En considération de la charge grandement réduite résultant de la fermeture de la mine Cyprus Anvil à Faro dans les Territoires du Yukon, le projet Whitehorse no 4 ne devrait plus opérer à un tarif de base et l'intérêt sur les emprunts dûs, contractés pour ce projet, devrait être renoncé par le gouvernement du Canada, jusqu'à nouvelle décision sur les exigences de la production de l'usine relative à la demande de consommation prévue dans la zone tarifaire du Yukon.
- (c) La prolongation à 65 ans au lieu des 40 ans actuels de l'échéance des emprunts associés aux centrales hydrauliques.
- (d) La défalcation des imprunts estimés à \$41.9 millions associés aux frais de construction du projet hydraulique Aishihik, des installations d'incubation pour poissons, la mise en place des écrans-eau pour le projet hydraulique no 4 de Whitehorse, c'est-à-dire des avoirs et des installations qui ne sont plus en service, non utilisés, non plus utiles, et qui sont aussi en voie de récupération comme moins-values, dûs à la conversion à l'amortissement direct; et
- (e) Une agence de régulation dûment nommée devrait assumer la responsabilité de réviser et d'approuver les exigences de revenus et les tarifs des services publics établis par la Commission.

A la fin de l'année, la Commission n'avait pas introduit les tarifs basés sur les coûts qu'avait recommandés l'ONE, dans l'attente d'une décision du ministre des Affaires indiennes et du Nord cana-

DEVOLUTION OF NCPC TO TERRITORIAL GOVERNMENTS

On November 5, 1985, the Honourable David Crombie, Minister of Indian Affairs and Northern Development announced that a Memorandum of Understanding had been reached with Ministers representing the Yukon and Northwest Territories Governments to proceed with the transfer of N C P C from the Federal to the Territorial Governments, with a target for completion of the devolution process by March 31, 1987. The objective of the transfer was stated to be the achievement of fiscally responsible, self-financing and dependable utility operations, providing power at reasonable and stable rates.

A work group, with membership from the Federal and Territorial Governments as well as N C P C was formed at that time to review and analyze positions advanced by each of the Territorial Governments. The work group was requested to develop a workable plan of action which would deal with financial, institutional, legislative and timing matters associated with the proposed devolution of N C P C to the Territorial Governments. The report of the work group, which is to be submitted to the Federal and Territorial Ministers for their review and further action, had not been completed at year-end.



DEVOLUTION DE LA CENC AUX GOUVERNEMENTS TERRITORIAUX

Le 5 novembre 1985, l'honorable David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec les ministres représentants des gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest en vue de procéder au transfert de la CENC du gouvernement fédéral aux gouvernements territoriaux, dont la date de terminaison est prévue pour le 31 mars 1987. Il a été précisé que le but du transfert était de réaliser l'opération des services publics responsable et indépendante financièrement, et régulière, fournissant l'électricité à des tarifs raisonnables et stables.



Une groupe de travail, composé de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des gouvernements territoriaux aussi bien que de la CENC, a été formé à ce moment-là pour réviser et analyser les points avancés par chacun des gouvernements territoriaux. Le groupe de travail a été chargé de mettre au point un plan d'action réalisable qui réglerait les questions financières, institutionnelles, législatives et de délai, associées à la proposition de transfert de la CENC aux gouvernements territoriaux. Le rapport du groupe de travail qui doit être soumis au ministre fédéral et aux ministres territoriaux pour révision et pour action, n'était toujours pas terminé à la fin de l'année budgétaire.



NATIONAL ENERGY BOARD REPORT ON RATE MATTERS

Following the public hearings held by the National Energy Board (N.E.B.) in February and March of 1985 to inquire into and report on the revenues of the Commission and the determination of cost based rates which should be charged by the Commission during the 1985/86 fiscal year, the report was issued by the N.E.B. in June, 1985. The report was compiled in response to a request from the Minister of Indian Affairs and Northern Development, through the Minister of Energy, Mines and Resources, in April, 1984.

The report made a number of major recommendations pertaining to the determination of cost based rates to be set by the Commission, including:

- (a) The rate base/rate of return methodology should be utilized in the determination of revenue requirements;
- (b) In consideration of the major reduction in load resulting from the shutdown of the Cyprus Anvil Mine at Faro, Y.T., the Whitehorse No. 4 hydro project should be removed from rate base and the interest on loans outstanding associated with this project be forgiven by Canada until such time as the plant's output is required to meet the forecast demand for the Yukon hydro rate zone;
- (c) The maturity of loans associated with hydro plants be extended to 65 years from the current 40 years;
- (d) The write-off of approximately \$41.9 M in loans associated with construction costs of the Aishihik hydro project, fish hatchery, and screening for the Whitehorse No. 4 hydro project, assets no longer in service or used and useful, as well as under recovery of depreciation due to conversion to straight-line depreciation; and
- (e) A duly appointed regulatory agency should be charged with the responsibility of reviewing and approving revenue requirements and utility rates assessed by the Commission.

At year-end, the Commission had not implemented the cost based rates as recommended by N.E.B., pending a decision by the Minister of Indian Affairs and Northern Development on adoption of

RAPPORT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE SUR LES QUESTION DES TAUX/TARIFS

À la suite des audiences publiques, qu'a tenu l'Office national de l'énergie (l'ONE) en février et mars 1985, pour faire une enquête et un rapport sur les revenus de la Commission et pour déterminer des taux basés sur les coûts qui devraient être perçus par la Commission pendant l'année budgétaire 1985/86, le rapport a été publié par l'ONE en juin 1985. Le rapport a été compilé en réponse à une demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des mines et des ressources, en avril 1984.

Le rapport avait fait un certain nombre de recommandations majeures ayant trait à la détermination des taux basés sur les coûts que devrait fixer la Commission, notamment:

- (a) La méthodologie de base tarifaire/taux de rentabilité devrait être employée dans la détermination des exigences de revenus;
- (b) En considération de la charge grandement réduite résultant de la fermeture de la mine Cyprus Anvil à Faro dans les Territoires du Yukon, le projet Whitehorse no 4 ne devrait plus opérer à un tarif de base et l'intérêt sur les emprunts dûs, contractés pour ce projet, devrait être renoncé par le gouvernement du Canada, jusqu'à nouvelle décision sur les exigences de la production de l'usine relative à la demande de consommation prévue dans la zone tarifaire du Yukon.
- (c) La prolongation à 65 ans au lieu des 40 ans actuels de l'échéance des emprunts associés aux centrales hydrauliques.
- (d) La défalcation des imprunts estimés à \$41.9 millions associés aux frais de construction du projet hydraulique Aishihik, des installations d'incubation pour poissons, la mise en place des écrans-eau pour le projet hydraulique no 4 de Whitehorse, c'est-à-dire des avoirs et des installations qui ne sont plus en service, non utilisés, non plus utiles, et qui sont aussi en voie de récupération comme moins-values, dûs à la conversion à l'amortissement direct; et
- (e) Une agence de régulation dûment nommée devrait assumer la responsabilité de réviser et d'approuver les exigences de revenus et les tarifs des services publics établis par la Commission.

À la fin de l'année, la Commission n'avait pas introduit les tarifs basés sur les coûts qu'avait recommandés l'ONE, dans l'attente d'une décision du ministre des Affaires indiennes et du Nord cana-

any or all of the recommendations contained in the N.E.B. report.

ENERGY CONSERVATION PROGRAM

The Government of Northwest Territories, in conjunction with a master agreement endorsed by the Commission in April, 1983 covering the provision of residual heat from Commission power facilities, indicated in November, 1985 its intention to proceed with an accelerated heat recovery program in ten communities in the N.W.T. during the next two to three years. Heat recovery systems have already been installed in seven N.W.T. communities, with four additional communities to be added to this program to permit heating of three schools in Pangnirtung, Spence Bay and Fort McPherson, as well as the water plant and Hamlet office in Spence Bay and the community complex in Paulatuk. A new heat recovery system is also proposed in Cape Dorset, with modifications proposed to permit expanded use of the systems presently installed in Igloolik, Cambridge Bay, Lac La Martre, Rankin Inlet and Coppermine.

The master agreement with the N.W.T. Government provides for all capital and maintenance costs associated with the installation and operation of residual heat systems to be borne by the N.W.T. Government in return for the supply of available rejected heat from Commission diesel generation plants at no cost, thereby contributing to energy conservation and overall improved efficiency of operations.

HYDRO SUPPLY — JOHNSON'S CROSSING

Following construction of a 34.5 kV subtransmission line by The Yukon Electrical Company Limited (YECL) from Constabulary Bay to Teslin and connection of this line to the Commission's Whitehorse/Aishihik hydro system in December, 1985, agreement was reached with YECL to service the community of Johnson's Crossing, Y.T. from this line thereby permitting the diesel plant previously supplying power to the community to be shut down. This arrangement was possible following endorsement in December, 1985 of a power supply/purchase agreement with YECL covering wholesale supply of electric power at six plants from the Commission's Whitehorse/Aishihik and Mayo hydro systems. With the shutdown of the Johnson's Crossing diesel plant, electric utility rates for residential and general service customers in the community were significantly reduced, reflecting

dien sur l'adoption d'une ou de toutes les recommandations contenues dans le rapport de l'ONE.

PROGRAMME DE CONSERVATION D'ÉNERGIE

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, se référant à un accord original approuvé par la Commission en avril 1983, qui couvre la fourniture de chaleur résiduelle provenant des installations d'énergie de la Commission, a fait connaître, en novembre 1985, son intention de donner suite à un programme accéléré de récupération de chaleur dans dix communautés des T. N.-O. au cours des deux ou trois années suivantes. Des systèmes de récupération de chaleur ont déjà été installés dans sept communautés des T. N.-O. et quatre communautés supplémentaires doivent être ajoutées à ce programme pour permettre le chauffage de trois écoles à Pangnirtung, Spence Bay et Fort McPherson, de même que de l'usine de traitement des eaux et du bureau de Hamlet à Spence Bay, ainsi que du complexe communautaire à Paulatuk. Un nouveau système de récupération de chaleur est aussi envisagé pour Cape Dorset, avec proposition de modifications pour permettre l'expansion de l'utilisation des systèmes actuellement installés à Igloolik, Cambridge Bay, Lac La Martre, Rankin Inlet et Coppermine.

L'accord original avec le gouvernement des T. N.-O. stipule que tous les fonds de roulement et les frais d'entretien à l'installation et à l'opération des systèmes de chaleur résiduelle incombent au gouvernement des T. N.-O. en échange de la fourniture sans frais de la chaleur rejetée disponible provenant des usines de génération diesel de la Commission, contribuant ainsi à la conservation de l'énergie et à l'amélioration générale du rendement des opérations.

ALIMENTATION HYDRO-ELECTRIQUE — JOHNSON'S CROSSING

À la suite de la construction d'une ligne de sous-transmission de 34.5 kV par la Yukon Electrical Company Limited (YECL) de Constabulary Bay à Teslin et avec correspondance de cette ligne avec le système hydro-électrique de la Commission à Whitehorse/Aishihik, en décembre 1985, un contrat a été passé avec la YECL qui stipule desservir par cette ligne la communauté de Johnson's Crossing (Yukon), permettant ainsi la fermeture de l'usine diesel qui alimentait précédemment la communauté en électricité. Ce contrat a été rendu possible par l'approbation, en décembre 1985, d'une convention sur l'approvisionnement/l'achat d'électricité avec la YECL, qui couvre l'approvisionnement de l'électricité à six usines par les systèmes hydro-électriques de la Commission à Whitehorse/Aishihik. Avec la fermeture de la centrale diesel de Johnson's Crossing, les tarifs d'élec-

the anticipated reduction in operating costs.

FARO MINING OPERATION

The lead/zinc mining operation near Faro, Y.T. remained shutdown during the past year, resulting in a continuation of financial difficulties experienced by the Commission in Yukon during the previous two years. Electrical consumption by this major customer was limited to 14.3 GWh in 1985/86 as compared to consumption in 1981/82 of 125.2 GWh, including approximately 6 months of increased consumption by the mine following completion of a major expansion in the fall of 1981.

The possibility of resumption of mining activity at this mine site was raised during the year with the purchase in November, 1985 of the mine assets by Curragh Resources Ltd. from the previous owner Cyprus Anvil Mining Corporation (CAMC). The previous power supply/purchase agreement with CAMC was terminated at that time, with responsibility for this power account at previous power rates being assigned to the new owners. A new power supply/purchase agreement with Curragh Resources Ltd. was executed by both parties in February, 1986 based upon an anticipated resumption of full operations at the mine site in 1986.

MAJOR WHOLESALE AGREEMENTS

A major Agreement was endorsed with The Yukon Electrical Company Limited in December, 1985 covering the terms and conditions for the wholesale supply of electricity by the Commission and the purchase of this electricity by YECL at six locations in Yukon. Five of the supply locations are serviced from the Whitehorse/Aishihik hydro system, while the sixth location is serviced from the Mayo hydro system.

Negotiation of a second major Agreement with ICG Northern Utilities Ltd. (ICG) covering the terms and conditions for the wholesale supply of electricity at Yellowknife, N.W.T. from the Commission's Snare/Yellowknife hydro system is expected to commence early in the 1986/87 fiscal year. A previous supply/purchase Agreement with ICG terminated in April, 1983.

tricité payables par les clients résidentiels et de service général dans la communauté ont été réduits de façon importante, ce qui reflète la réduction des coûts d'opération prévue.

EXPLOITATION MINIERE DE FARO

L'exploitation minière de plomb/zinc de Faro (Yukon) est restée fermée pendant l'année dernière, ce qui a entraîné la continuation des difficultés financières qu'avait connues la Commission au Yukon au cours des deux années précédentes. La consommation d'électricité de ce client majeur a été limitée à 14.3 GWh en 1985/86, par rapport à une consommation de 125.2 GWh en 1981/82, y inclus une consommation élevée par la mine pendant six mois, à peu près, à la suite de la terminaison d'une expansion majeure en automne de 1981.

La possibilité de reprise des activités minières dans cette mine a été soulevée au cours de l'année, à l'occasion de l'achat, en novembre 1985, de l'actif de la mine au propriétaire précédent, la Cyprus Anvil Mining Corporation (CAMC), par la Curragh Resources Ltd. L'accord précédent sur l'approvisionnement/l'achat d'électricité avec la Cyprus Anvil Mining Corporation (CAMC) avait pris fin à ce temps-là, assignant la responsabilité de ce compte d'électricité, aux tarifs précédents, aux nouveaux propriétaires. Un nouvel accord sur l'approvisionnement/l'achat avec la Curragh Resources Ltd., basé sur la reprise envisagée des opérations à pleine capacité, dans la mine en 1986, fut exécuté par les deux compagnies en février de 1986.

ACCORDS MAJEURS DE VENTE EN GROS

Un accord majeur avec la Yukon Electrical Company Limited (YECL) a été sanctionné en décembre 1985, traitant des modalités de la fourniture en gros d'électricité par la Commission et de l'achat de cette électricité par la YECL à six points au Yukon. Cinq de ces points d'alimentation sont desservis par le système hydro-électrique de Whitehorse/Aishihik, tandis que le sixième est desservi par le système hydro-électrique de Mayo.

Les négociations en vue d'un second accord majeur avec la ICG Northern Utilities Ltd. (ICG) traitant des modalités de la fourniture en gros d'électricité à Yellowknife (T. N.-O.), à partir du système hydro-électrique de Snare/Yellowknife de la Commission, devraient commencer durant l'année budgétaire 1986/87. Un accord précédent d'approvisionnement/d'achat avec la ICG avait pris fin en avril 1983.

HEAD OFFICE RELOCATION

The Commission continued during 1985/86 with the development and implementation of relocation and reorganizational plans designed to facilitate a proposed relocation of the Commission's head office from Edmonton to Yellowknife by 1987. The decision to proceed with the head office relocation had earlier been announced by the then Minister of Indian Affairs and Northern Development in February, 1984.

To provide for continuous operations in the Northwest Territories prior to relocation, District Managers were appointed in 1985 at Yellowknife and Frobisher Bay, each responsible for specific operating areas within N.W.T. These appointments were complemented with the appointment of supervisory staff responsible for day-to-day administration, engineering and maintenance responsibilities.

In anticipation of relocation, the Commission negotiated an agreement during the year covering the intended sale of the Commission's head office building in Edmonton, Alberta by April, 1987, including the provision for leasing back a portion of the building until relocation has been completed.

Due to the limited availability of housing in Yellowknife, the Commission proceeded during the year with a request of the Federal Department of Public Works to provide for an additional 45 housing units in Yellowknife for Commission use in 1987 to permit the relocation of head office staff to proceed at that date.

The Minister of Indian Affairs and Northern Development requested the Commission in December, 1985 to temporarily delay plans for proceeding with relocation to Yellowknife. This request followed the Memorandum of Understand-

RELOCATION DU SIEGE SOCIAL

La Commission a poursuivi, en 1985/1986, l'aménagement et l'exécution de ses projets de rélocalisation et de réorganisation, destinés à faciliter un transfert d'Edmonton à Yellowknife du siège social de la Commission en 1987. La décision de procéder au transfert du siège social avait déjà été annoncée en février 1984 par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien de l'époque.

Pour assurer la continuation des opérations dans les Territoires du Nord-Ouest avant la rélocalisation, des directeurs de district ont été nommés en 1985 à Yellowknife et à Frobisher Bay, chacun chargé de secteurs d'opérations spécifiques à l'intérieur des T.N.-O.

Ces nominations ont été complétées par la nomination de personnel de supervision, responsable de l'administration quotidienne et des fonctions de génie et d'entretien.

En prévision du transfert, la Commission a négocié un accord, au cours de l'année, portant sur la vente envisagée des bureaux du siège social de la Commission à Edmonton (Alberta), en avril 1987, qui

inclut une clause pour renouveler le bail d'une partie des bureaux jusqu'à ce que la rélocalisation soit achevée.

Étant donné le peu de logements disponibles à Yellowknife, la Commission a donné suite, dans le courant de l'année, à une demande du ministère fédéral des Travaux publics de faire provision pour quelques 45 logements supplémentaires à Yellowknife à l'usage de la Commission en 1987 aux fins de rélocalisation du personnel du siège social à cette date.

Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a demandé à la Commission, en décembre 1985, de retarder pour le moment les projets de transfert à Yellowknife. Cette demande a fait suite au protocole d'entente concernant la



ding with respect to the proposed devolution of N C P C to the Territorial Governments outlined above.

SAFETY AND SECURITY

During 1985 revisions to the Labour Canada Code with respect to Joint Safety-Health Committees and, in particular the requirement for safety representatives, resulted in changes to the Commission's safety organizational structure in order to comply with these requirements.

During the year the Commission qualified for a 1985 Canadian Electrical Association award for utilities recording a 25 percent reduction in accident frequency over previous year statistics. Yukon District employees qualified for the NCPC loss prevention committee annual plaque for the area demonstrating the greatest reduction in accidents over the previous year.

Throughout the year, the Commission continued to escalate fire protection and prevention programs in areas of regular inspections, handling of hazardous materials, standardization of fire fighting equipment and educational programs for field employees.

COLLECTIVE AGREEMENT — PSAC

A 27 month Collective Agreement with the operational category of the Public Service Alliance of Canada was endorsed by the Commission and PSAC in October, 1985, following acceptance by both parties of a unanimous Conciliation Board report issued two months earlier. The Agreement, which was retroactive to January 1, 1985 and continues through March 31, 1987, provided for a 3% wage increase during the initial 15 months of the contract and a further 4% wage adjustment on April 1, 1986. A major provision of the Agreement is a compensation package designed to reasonably offset utility costs incurred by NCPC's northern employees in return for the stipulation that employees in designated communities be responsible for payment of their own utility services.

dévolution de la CENC ay gouvernements territoriaux, indiquée plus haut.

SECURITE

Au cours de l'année 1985 la Commission, en vue de répondre aux exigences, dut changer sa structure organisationnelle sécuritaire aux fins d'adaptation aux modifications du Code canadien du travail, qui s'appliquent aux comités mixtes de sécurité/santé et, en particulier, à l'exigence de présence de représentants de sécurité.

Pendant l'année la Commission s'est qualifiée pour la récompense de l'Association canadienne de l'électricité qui honore les services publics exceptionnels rendus en 1985. Le prix fut décerné en reconnaissance du taux d'accidents au travail, qui fut réduit par 25 p. cent, par rapport à la statistique établie pour les années précédentes. Les employés du district du Yukon ont mérité la plaque annuelle de la Commission pour la prévention des pertes dans cette région, pour avoir démontré la réduction la plus grande des accidents par rapport à l'année précédente.

Au cours de l'année la Commission a continué d'améliorer ses programmes de protection et de prévention des incendies, grâce à des inspections régulières, un maniement plus sécuritaire des matériaux dangereux, une standardisation du matériel d'incendie, et des programmes éducationnels destinés aux employés sur les lieux.

CONVENTION COLLECTIVE — AFPC

Une convention collective de 27 mois avec la catégorie opérationnelle de l'Alliance de la Fonction publique du Canada a été approuvée par la Commission et l'AFPC en octobre 1985, à la suite de l'acceptation par les deux parties d'un rapport unanime du conseil d'arbitrage, qui avait été publié deux mois plus tôt. La convention, qui est rétroactive au 1er janvier 1985 et qui demeure en vigueur jusqu'au 31 mars 1987, stipulait une augmentation de salaire de 3 p. cent pendant les 15 premiers mois du contrat et un ajustement supplémentaire de 4 p. cent, à partir du 1er avril 1986. Une disposition majeure de la convention est un régime d'indemnités, destiné à compenser raisonnablement les frais des services publics encourus par les employés de la CENC dans le Nord moyennant quoi et à condition que les employés dans des communautés désignées se chargent de payer leurs propres services publics.

FINANCIAL

Sales Statistics

Electrical energy sales in 1985/86 totalled 636,151 MWh (1984/85 - 636,205 MWh), necessitating a total generation of 715,422 MWh (1984/85 - 718,515 MWh). Sales by rate zones and the corresponding relative changes from the fiscal year 1984/85 were:

	MWh 1985/86	Relative Change (%)
Northwest Territories	419,620	2.07
Yukon Territory	215,267	-3.81
Field, B.C.	1,264	-4.17

The system non-coincidental peak load decreased from 136 MW in 1984/85 to 134 MW in 1985/86. The peak load data by rate zones and the corresponding relative changes as compared to the fiscal year 1984/85 were:

	MW 1985/86	Relative Change (%)
Northwest Territories	88.2	-0.9
Yukon Territory	45.9	-1.5
Field, B.C.	0.3	0

The sales of electrical energy by the various customer classes and the corresponding relative changes from the fiscal year 1984/85 were:

Customer Class	MWh 1985/86	Relative Change (%)
Industrial	218,726	-1.17
Wholesale	243,357	1.19
Domestic	86,562	-3.11
Commercial	87,506	2.89

FINANCES

Statistiques de ventes

Les ventes d'énergie électrique pour l'année 1985/86 s'élevèrent à 636,151 MWh (1984/85 - 636,205 MWh), nécessitant la génération totale de 715,422 MWh (1984/85 - 718,515 MWh). Les ventes par zones tarifaires et les changements relatifs correspondant à l'année budgétaire 1984/85 furent:

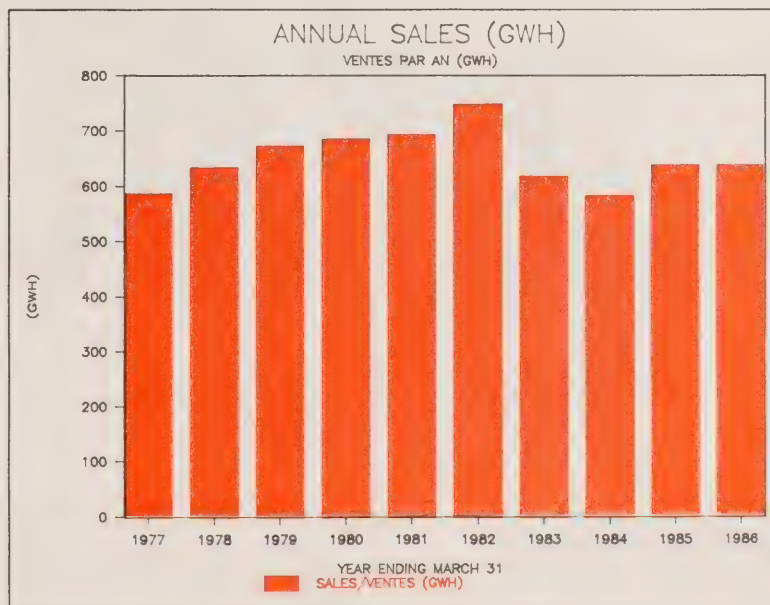
	MWh 1985/86	changement relatif (%)
Territoires du N.-O.	419,620	2.07
Territoires du Yukon	215,267	-3.81
Field, (C.-B.)	1,264	-4.17

Le système de débit maximum non concordant, baissa de 136 MW en 1984/85 à 134 MW en 1985/86. Les données de débit maximum détaillées par zones tarifaires, et les changements relatifs correspondant à l'année budgétaire 1984/85 furent:

	MW 1985/86	changement relatif (%)
Territoires du N.-O.	88.2	-0.9
Territoires du Yukon	45.9	-1.5
Field, (C.-B.)	0.3	0

Les ventes d'énergie électrique, divisées par classes diverses de clients et les changements relatifs correspondant à l'année budgétaire 1984/85 furent:

Classe de client	MWh 1985/86	changement relatif (%)
Industrielle	218,726	-1.17
De gros	243,357	1.19
Domestique	86,562	-3.11
Commerciale	87,506	2.89



REVENUE

Gross revenues in 1985/86 totalled \$88.8 million compared to \$88.1 million in the previous fiscal year.

Revenues from electrical operations increased marginally to \$80.5 million in 1985/86 compared to \$80.1 million in 1984/85 a gain of 0.4%. The growth rate in the Northwest Territories was 2.1% which contributed to \$0.9 million (1.4%) increase in electrical energy sales when compared to the previous fiscal year. Increased energy sales to commercial customers was primarily responsible for the growth. A negative growth rate of 3.8% in the Yukon Territory, resulted in a decline of electrical energy sales by \$0.6 million to \$13.2 million in 1985/86 from \$13.8 million in 1984/85.

Revenues from heat operations increased to \$6.8 million in 1985/86 compared to \$6.6 million in 1984/85, a gain of 3.4%.

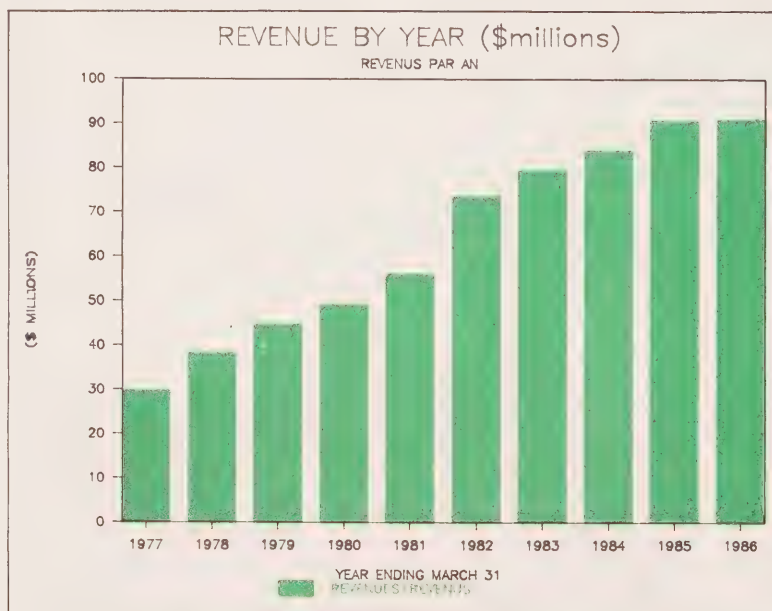
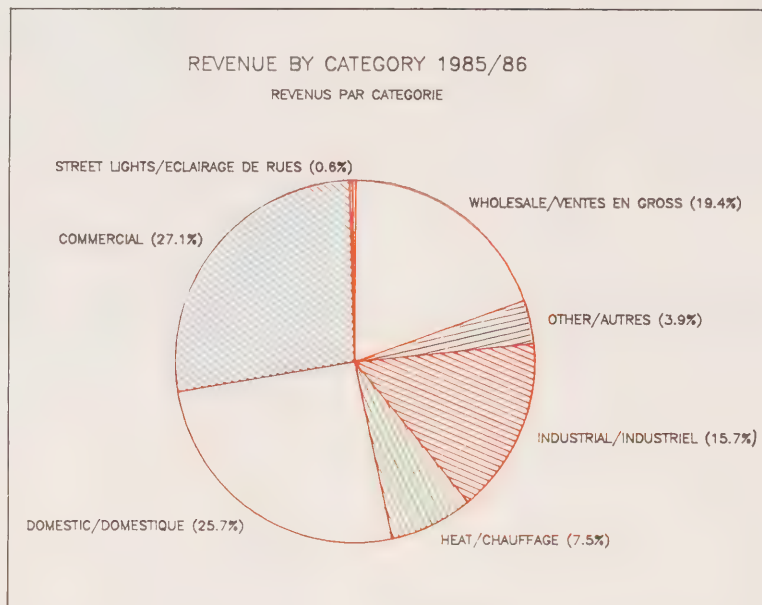
REVENU

Les revenus bruts pour l'année 1985/86 s'élevèrent à \$88.8 millions par rapport à \$88.1 millions pour l'année budgétaire précédente.

Les revenus provenant des opérations électriques augmentèrent légèrement à \$80.5 millions en 1985/86 par rapport à \$80.1 millions en 1984/85, avec un profit de 0.5 p.cent. Le taux de croissance dans les Territoires du N.-O. fut 2.1 p.cent, ce qui contribua à une augmentation de \$0.9 millions (1.4 p.cent) des ventes d'énergie électrique par rapport à l'année budgétaire précédente. L'augmentation des ventes d'énergie aux clients commerciaux contribua essentiellement à la croissance. Un taux de croissance négatif de 3.8 p.cent, déterminé pour les Territoires du Yukon, résulta en une réduction par \$0.6 million et baissa les ventes d'énergie électrique de \$13.8 millions

en 1984/85 à \$13.2 millions en 1985/86.

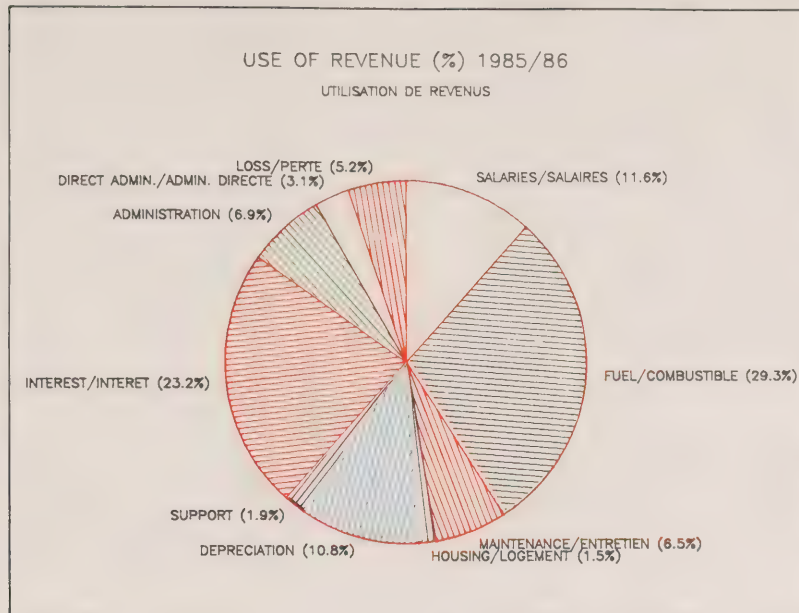
Les revenus provenant des opération génératrices de chaleur augmentèrent à \$6.8 millions en 1985/86 par rapport à \$6.6 millions en



1984/85, avec un gain de 3.4 p.cent.

Other revenues derived from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services performed on a recovery basis, increased marginally by \$0.1 million.

Les autres revenus dérivés de l'opération des installations au service d'autres intéressés, des contrats de loyers, et des services rendus à base de recouvrement, augmentèrent légèrement par \$0.1 million.



EXPENSES

The cost of providing services, excluding net interest expense, for the year 1985/86 totalled \$72.5 million, an increase of \$3.4 million over 1984/85.

Energy related costs, comprised primarily of fuel and purchased power, increased 7.6% over 1984/85. The cost of fuel used for electric and heat generation totalled \$29.5 million in 1985/86, an increase of \$1.8 million over 1984/85. Electric energy generated by diesel provided 24.2% of the total generation, hydro stations supplied 74.6% and the remaining 1.2% represented power purchased from Esso Resources Canada Ltd. at Norman Wells, N.W.T.

During 1984/85, costs (excluding depreciation) associated with the operation, maintenance and administration of the Commission's facilities were maintained at comparative levels to the previous year. These costs totalled \$31.3 million in 1985/86 compared to \$31.3 million in 1984/85

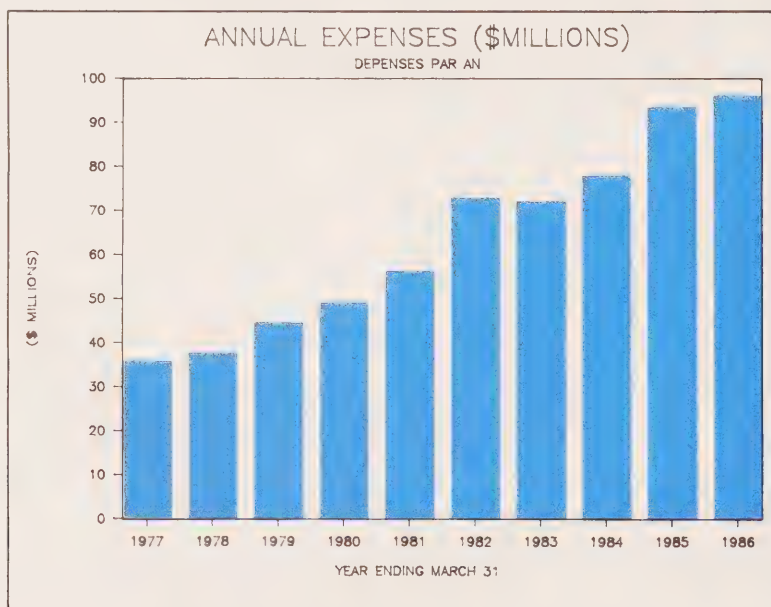
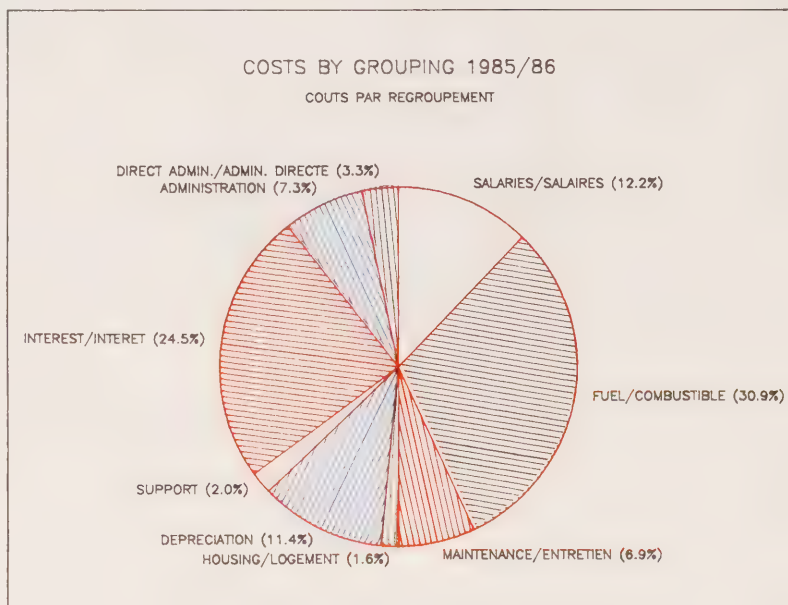
DEPENSES

Les coûts des services au public, y exclus les frais d'intérêt net, s'élevèrent à \$72.5 millions pour l'année 1985/86, une augmentation de \$3.4 millions par rapport à 1984/85.

Les coûts relatifs à l'énergie qui comprennent essentiellement les combustibles et l'énergie achetée, augmentèrent par 7.6 p.cent par rapport à 1984/85. Les coûts des combustibles à la génération d'électricité et de chaleur s'élevèrent à \$29.5 millions en 1985/86, indiquant une hausse de \$1.8 millions par rapport à 1984/85. L'énergie électrique, générée par diesel, fournit 24.2 p.cent de la génération totale, les centrales hydro-électriques fournirent 74.6 p.cent et le reste de 1.2 p.cent représenta l'énergie achetée à la Esso Resources Canada Ltd. à Norman Wells (T.N.-O.).

Pendant 1984/85 les coûts (y exclus l'amortissement

associé à l'opération, l'entretien et à l'administration des installations de la Commission) furent maintenus à des niveaux comparables à ceux de l'année précédente. Ces coûts s'élevèrent à \$31.4 millions en 1985/86 par rapport à \$31.3 millions en 1984/85.



Depreciation expense increased by approximately \$1.0 million or 9.4% in 1985/86. The increase resulted from the natural progression of the annuity method of depreciation combined with the depreciation charge of additional facilities brought into service.

Gross interest payable to the Government of Canada absorbed 26.7% of the total 1985/86 revenues. While in the fiscal year 1984/85 the Government of Canada waived interest of \$9.094 million, there was no interest waiver in 1985/86. The net interest charge was \$21.5 million, an increase of \$8.4 million over 1984/85.

NET LOSS AND RETAINED EARNINGS

The Commission's net loss for the year amounted to \$5.261 million. While the Northwest Territories and Field, B.C. rate zones reported net income of \$4.354 million and \$0.136 million respectively, the Yukon Territory rate zone experienced a loss of \$9.751 million.

As at March 31, 1986, the Commission's retained earnings of \$9.539 million comprised of a retained surplus of \$3.904 million from operations and a contingency reserve of \$5.635 million. Of the retained earnings of \$9.539 million, \$19.403 million is applicable to the Northwest Territories rate zone and \$0.467 million applies to the Field, B.C. rate zone, while the Yukon Territory rate zone has experienced a deficit of \$10.331 million.

Les dépenses de l'amortissement augmentèrent par \$1.0 million approximativement ou par 9.4 p.cent en 1985/86. L'augmentation résulta de la progression naturelle de la méthode d'amortissement à annuité combinée avec les frais de dépréciation des installations additionnelles mises en service.

Les intérêts bruts payables au Gouvernement du Canada absorbèrent 26.7 p.cent des revenus totaux pour 1985/86. Pendant l'année budgétaire 1984/85 le Gouvernement du Canada renonça à \$9.094 millions d'intérêts, tandis qu'en 1985/86 il n'y a pas eu de désistement. Les frais d'intérêts nets furent \$21.5 millions, consituant une hausse de \$8.4 millions par rapport à 1984/85.

PERTE NETTE ET BENEFICES NON REPARTIS

La perte nette encourue par la Commission dans l'année s'éleva à \$5.261 millions. Les zones tarifaires des Territoires du Nord-Ouest et de Field (C.-B.) reportèrent des bénéfices nets de \$4.354 millions et de \$0.136 millions respectivement, tandis que la zone tarifaire des Territoires du Yukon souffrit une perte de \$9.751 millions.

Au 31 mars 1986 les bénéfices non répartis de la Commission s'élevèrent à \$9.539 millions, comprenant \$3.904 millions d'excédent non réparti provenant des opérations et \$5.635 millions de réserve pour les éventualités. Sur les \$9.539 millions des bénéfices non répartis, \$19.403 s'appliquent à la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest, et \$0.467 millions à Field (C.-B.), tandis que la zone tarifaire des Territoires du Yukon encourut un déficit de \$10.331 millions.



INVESTMENT IN FIXED ASSETS

Investment in fixed assets was \$4.04 million during 1985/86. Capital projects were carried out at various northern locations and the cost of each project ranged from \$0.01 million to \$0.5 million. Gross investment in fixed assets, including those gifted to the Commission by Canada and others, was \$305.5 million, an increase of \$2.7 million over 1984/85. With accumulated depreciation taken into account, the net investment in fixed assets was \$221.2 million in 1985/86 compared to \$228.8 million in 1984/85.



PLACEMENT EN IMMOBILISATIONS

Le placement en immobilisations fut de \$4.04 millions pendant 1985/86. Des projets d'investissement de capitaux furent exécutés dans des endroits du Nord divers et les coûts de chaque projet furent de l'ordre de \$0.01 million à \$0.05 million. L'investissement brut en immobilisations, y inclus ceux donnés à la Commission par le Gouvernement du Canada et par d'autres donateurs, s'élevèrent à \$305.5 millions, avec une augmentation de \$2.7 millions

par rapport à 1984/85. Considérant la dépréciation accumulée, l'investissement net en immobilisations s'éleva à \$221.2 millions en 1985/86 par rapport à \$228.8 millions en 1984/85.

FINANCING

During the fiscal year, the Commission borrowed from the Government of Canada \$3.9 million at an effective interest cost of 10.5%. As at March 31, 1986, the outstanding long term debt totalled \$235.053 million of which \$143.014 million is being repaid under the annuity method. The effective interest rate on outstanding interest-bearing debt as at March 31, 1986 was 10.168%.

FINANCEMENT

Pendant l'année budgétaire, la Commission emprunta \$3.9 millions au Gouvernement du Canada, à des frais d'intérêts de 10.5 p.cent. Au 31 mars 1986 la dette à long terme dûe s'éleva à \$235.053 millions dont \$143.014 millions sont remboursés selon les dispositions de la méthode d'annuité. Le taux d'intérêt calculé en fonction des facteurs composés sur la dette à intérêts fut de 10.168 p.cent au 31 mars 1986.



REPORT OF MANAGEMENT'S ACCOUNTABILITY

The Honourable David Crombie, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs
and Northern Development

The accompanying financial statements are the responsibility of management and the Board of Directors of Northern Canada Power Commission. The financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Commission maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Commission's aims, and are protected from loss or unauthorized use and that the Commission acts in accordance with the laws of Canada. The Commission's management recognizes its responsibility for conducting the Commission's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to an agent of the Crown. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective review of management's discharge of its responsibility to report fairly the operating results and financial position of the Commission in accordance with generally accepted accounting principles. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this review are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation. The Commission has requested, and the Auditor General has undertaken, an in-depth special examination of the adequacy of the Commission's system of financial and management controls.

The Board of Directors acts as the Commission and is also the Audit Committee. The Committee meets regularly with management to review and monitor accounting and reporting practices and operations of the Commission.

RAPPORT SUR LA RESPONSABILITE DIRECTORIALE

L'honorable David Crombie, P.C., M.P.,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien

Les états financiers ci-joints relèvent de la responsabilité de la direction et de l'administration de la Commission d'énergie du Nord canadien. Ces états ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus qui conviennent aux circonstances.

La Commission observe des pratiques et maintient un système financier et une organisation directoriale internes qui sont destinés à donner l'assurance raisonnable de la disponibilité et l'opportunité des informations financières et non financières certaines et de l'acquisition économique de l'actif. L'ensemble des contrôles est aussi conçu pour assurer que l'actif est protégé contre la perte et l'utilisation non autorisée et qu'il est employé aux fins d'avancer les buts et objectifs de la Commission, qui est elle-même assurée d'agir en conformité avec les lois du Canada. La direction de la Commission reconnaît sa responsabilité de gérer les affaires de la Commission en conformité avec les dispositions des lois et des principes applicables, et de maintenir des lignes de conduite qui conviennent à un représentant de la couronne. Un vérificateur interne vérifie le bon fonctionnement des systèmes directorial et financier aux fins d'en promouvoir l'observation et d'en identifier les exigences changées ou les améliorations nécessaires.

Le vérificateur général du Canada fournit chaque année un rapport critique indépendant et objectif sur la manière de laquelle la Commission s'est acquittée de sa responsabilité de donner un compte-rendu juste et équitable des résultats opérationnels et de la situation financière de la Commission en conformité avec les principes comptables généralement reconnus. De plus, il considère la question de si les transactions qu'il note au cours de l'examen sont conformes à la législation prévue, sous tout rapport important. La Commission en a fait la demande, et le vérificateur général a entrepris, un examen spécial et approfondi à titre d'adaptation aux exigences du système des contrôles financier et directorial de la Commission.

Le conseil d'administration agit en commission et également en comité de vérification. Le comité s'assemble en réunions régulières avec la direction aux fins de réviser et de contrôler les pratiques de l'exercice de la comptabilité et de la méthode du reportage et d'évaluer les opérations de la Commission.

The Auditor General has access to this Committee, with and without management present, to discuss the results of his audit and examination and his opinion on the quality of financial reporting and the adequacy of financial management controls. The internal auditor also meets with the Committee to discuss the scope and results of his audits, and takes direction from the Committee.

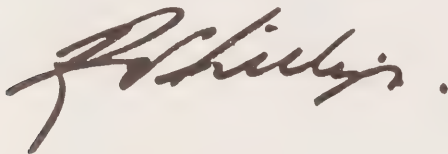


J.W. Beaver
Chairman and Chief Executive Officer

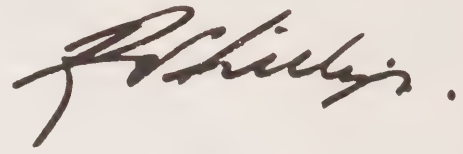
Le vérificateur général a accès à ce comité, la direction étant présente ou non, pour discuter les résultats de la vérification et de l'examen et pour donner son opinion sur la qualité du compte-rendu financier et sur l'efficacité adéquate des contrôles de la gestion financière. Le vérificateur interne rencontre le comité aussi afin de discuter la portée et les résultats de sa vérification et prend ses directives de la Commission.



J.W. Beaver
Le Président — directeur général



R.A. Phillips
Comptroller



R.A. Phillips
Le Contrôleur





AUDITOR'S REPORT

The Honourable David E. Crombie, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1986 and the statements of income and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1986 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, after giving retroactive effect to the accounting change for property and equipment in service as explained in Note 3 to the financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, the transactions of the Commission that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with Part XII of the Financial Administration Act and regulations, the Northern Canada Power Commission Act, and the by-laws of the Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 5, 1986

RAPPORT DU VERIFICATEUR

L'honorable David E. Crombie, C.P. Député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1986 ainsi que l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1986 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués après avoir donné effet rétroactivement au changement comptable pour les biens-fonds et le matériel en service comme l'explique la note 3 afférente aux états financiers, de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, à mon avis, les opérations de la Commission dont j'ai eu connaissance au cours de ma vérification des états financiers ont été effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la Partie XII de la Loi sur l'administration financière, à la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et aux règlements administratifs de la Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa, Canada
le 5 juin 1986

**STATEMENT OF INCOME
AND RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1986**

**ETAT DES RESULTATS
ET DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1986**

	1986 (thousands of dollars) (en milliers de dollar)	1985
Revenues		
Sale of power	\$ 80,457	\$ 80,128
Sale of heat	6,825	6,601
Other	1,482	1,414
	<u>88,764</u>	<u>88,143</u>
Expenses		
Operations and maintenance	54,577	53,051
Depreciation	11,070	10,118
Engineering and general administration (Note 6)	6,854	5,956
	<u>72,501</u>	<u>69,125</u>
 Income from operations	 16,263	 19,018
Interest (Note 7)	21,524	13,143
Net (loss) income for the year	<u>(5,261)</u>	<u>5,875</u>
Retained earnings		
At beginning of the year	9,165	8,925
Transfer to contingency reserve		(5,635)
At end of the year	<u>\$ 3,904</u>	<u>\$ 9,165</u>

Recettes
Vente de courant
Vente de chaleur
Autre recette
 Dépenses
Exploitation et entretien
Amortissement
Administration générale et services de génie (note 6)
 Bénéfice de l'exploitation
Intérêt (note 7)
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice
 Bénéfices non répartis
Au début de l'exercice
Virement à la réserve pour les éventualités
A la fin de l'exercice





AUDITOR'S REPORT

The Honourable David E. Crombie, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1986 and the statements of income and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1986 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, after giving retroactive effect to the accounting change for property and equipment in service as explained in Note 3 to the financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, the transactions of the Commission that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with Part XII of the Financial Administration Act and regulations, the Northern Canada Power Commission Act, and the by-laws of the Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 5, 1986

RAPPORT DU VERIFICATEUR

L'honorable David E. Crombie, C.P. Député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1986 ainsi que l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1986 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués après avoir donné effet rétroactivement au changement comptable pour les biens-fonds et le matériel en service comme l'explique la note 3 afférente aux états financiers, de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, à mon avis, les opérations de la Commission dont j'ai eu connaissance au cours de ma vérification des états financiers ont été effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la Partie XII de la Loi sur l'administration financière, à la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et aux règlements administratifs de la Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa, Canada
le 5 juin 1986

**STATEMENT OF INCOME
AND RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1986**

**ETAT DES RESULTATS
ET DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'EXERCICE TERMINE
LE 31 MARS 1986**

	1986 (thousands of dollars) (en milliers de dollar)	1985	
Revenues			Recettes
Sale of power	\$ 80,457	\$ 80,128	Vente de courant
Sale of heat	6,825	6,601	Vente de chaleur
Other	1,482	1,414	Autre recette
	<u>88,764</u>	<u>88,143</u>	
Expenses			Dépenses
Operations and maintenance	54,577	53,051	Exploitation et entretien
Depreciation	11,070	10,118	Amortissement
Engineering and general administration (Note 6)	6,854	5,956	Administration générale et services de génie (note 6)
	<u>72,501</u>	<u>69,125</u>	
Income from operations	16,263	19,018	Bénéfice de l'exploitation
Interest (Note 7)	21,524	13,143	Intérêt (note 7)
Net (loss) income for the year	<u>(5,261)</u>	<u>5,875</u>	Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice
Retained earnings			Bénéfices non répartis
At beginning of the year	9,165	8,925	Au début de l'exercice
Transfer to contingency reserve		(5,635)	Virement à la réserve pour les éventualités
At end of the year	<u>\$ 3,904</u>	<u>\$ 9,165</u>	A la fin de l'exercice



BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1986

BILAN AU 31 MARS 1986

LIABILITIES

PASSIF

	1986 (thousands of dollars) (en milliers de dollar)	1985
Long-term		
Loans from Canada (Note 5)	\$224,839	\$231,336
Deferred credit		
Contribution in aid of construction	4,230	4,286
Current		
Due to Canada		
Overdue principal and related interest (Note 5)	9,583	—
Current portion of long-term loans	10,214	9,653
Accounts payable	8,288	9,819
Employee leave and termination benefits	1,843	1,660
Contractors' holdbacks	189	251
	<u>30,117</u>	<u>21,383</u>
	<u>259,186</u>	<u>257,005</u>

A long terme	
Emprunts auprès du Canada (note 5)	
Crédit reporté	
Contribution en aide à la construction	
A court terme	
A payer au Canada	
Capital en souffrance et intérêt connexe (note 5)	
Tranche à court terme des emprunts à long terme	
Créditeurs	
Congés et indemnités de cessation d'emploi des employés	
Retenues des entrepreneurs	

EQUITY OF CANADA

AVOIR DU CANADA

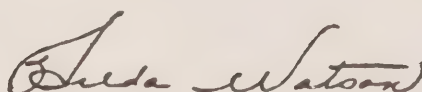
Contingency reserve	5,635	5,635
Retained earnings	3,904	9,165
	<u>9,539</u>	<u>14,800</u>
	<u>\$268,725</u>	<u>\$271,805</u>

Réserve pour les éventualités	
Bénéfices non répartis	

Approved by the Commission:

Approuvé par la Commission:

un Membre



Member

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Notes to Financial Statements March 31, 1986

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission, formerly the Northwest Territories Power Commission established in 1948, is a Crown corporation named in Schedule C, Part I, to the Financial Administration Act and operates under the Northern Canada Power Commission Act. The Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of the significant accounting policies of the Commission is as follows:

Property and equipment

Property and equipment, including that donated to the Commission by Canada and others, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

Losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances such as the disposal of assets which have not entered the production cycle, are written off to operations in the year that the losses are recognized. For normal retirements, the cost of property and equipment retired less disposal proceeds is charged or credited to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Notes afférentes aux états financiers du 31 mars 1986

1. Pouvoir et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien, auparavant la "Northwest Territories Power Commission" établie en 1948, est une société d'Etat nommée à l'Annexe C, Partie I de la Loi sur l'administration financière et elle est exploitée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services d'utilité publique, sur une base d'auto-suffisance, aux Territoires du Nord Ouest, au Territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada.

2. Conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés appropriés vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Voici le résumé des principales conventions comptables de la Commission:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, y compris les dons faits à la Commission par le Canada, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les coûts directs de biens et de services, le coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt, au taux régissant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la durée de la construction et une partie des frais des services de génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Les pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel à la suite de circonstances exceptionnelles, telle l'aliénation d'éléments d'actif qui n'ont pas été introduits dans le cycle de production, sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel les pertes sont reconnues. Quant aux mises hors services normales, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation est imputé ou crédité à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats.

Depreciation

Depreciation of property and equipment, financed by loans from Canada, in service prior to March 31, 1977, excluding the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Property and equipment, financed by loans from Canada and placed in service subsequent to March 31, 1977, the Head Office building, property and equipment purchased from internally generated funds, and donated plants and extensions, are depreciated on the straight-line method.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	5-15 years
Motor vehicles	4 years

Deferred credit

Deferred credit represents contributions from Canada and others to aid the construction and acquisition of property and equipment, and is amortized over the estimated economic lives of the respective donated property and equipment.

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for any decline in value of slow-moving inventory.

Contingency reserve

Order in Council P.C. 1980-1989 of June 24, 1980 authorizes the Commission to establish a contingency reserve which is not to exceed \$10 million to provide for extraordinary losses not covered by the rate structure. A contingency allowance based on 4% of utility sales was authorized for inclusion in the rate structure, to be used first to recover prior period deficits

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada, mis en service avant le 31 mars 1977, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé en tant que somme équivalente au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les biens-fonds et le matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada et mis en service après le 31 mars 1977, l'immeuble du siège social, les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, et les dons de centrales et de prolongements sont amortis selon la méthode linéaire.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives que voici pour les principales catégories d'éléments de l'actif:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Bâtiments	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	5 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Crédit reporté

Le crédit reporté comprend les contributions du Canada et d'autres provenances en aide à la construction et à l'acquisition de biens-fonds et de matériel. Le taux d'amortissement est calculé en fonction de la durée économique estimative des biens-fonds ou du matériel en cause.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie pour tenir compte de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.

Réserve pour les éventualités

Le décret C.P. 1980-1989 du 24 juin 1980 autorise la Commission à établir une réserve pour les éventualités qui ne doit pas dépasser \$10 millions afin d'établir une provision pour les pertes extraordinaires qui ne font pas partie de l'échelle de taux. Une provision pour les éventualités fondée sur 4% des ventes de services publics a été approuvée quant à son insertion

and then to build up a reserve. Transfers to the reserve are made annually of up to 4% of utility sales, or the net income for the year should it be less, until the authorized limit is reached, on a Commission wide basis.

Employee termination benefits

Employees are entitled to specified benefits on termination as provided for under labour contracts and conditions of employment. The liability for these payments is recorded in the accounts as the benefits accrued to the employees.

Pension plan

All employees are covered by the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. Contributions to the Plan are required from both the employee and the Commission. These contributions represent the total liability of the Commission and are recognized in the accounts on a current basis.

Grants in lieu of taxes

Grants in lieu of taxes are based on estimated municipal assessments adjusted in accordance with the Municipal Grants Act. Grants are paid after the amounts have been audited by the Municipal Grants Division of Public Works Canada. Any adjustments upon finalization are reflected in the accounts in the year of settlement.

3. Accounting change

Donated property and equipment which were previously written off against contributions, have been restated to better reflect the assets employed in an earning capacity. The comparative figures for March 1985 have been restated to be consistent with those for the year ended March 31, 1986.

dans l'échelle des taux, afin d'être utilisée en premier lieu pour recouvrer les déficits de périodes antérieures et ensuite pour édifier une réserve. Les virements à la réserve effectués annuellement ne dépassent pas 4% des ventes de services publics, ou lorsque le bénéfice net de l'exercice est moindre, la limite autorisée pour l'ensemble de la Commission.

Prestations de cessation d'emploi

Les employés ont droit à des prestations particulières lors de leur départ comme le prévoient leurs contrats de travail et leurs conditions d'emploi. Le passif à l'égard de ces versements est inscrit aux comptes à mesure que les prestations s'accumulent aux employés.

Régime de retraite

Tous les employés font partie du Régime de pensions de retraite de la fonction publique géré par le gouvernement du Canada. Les cotisations au Régime sont exigées à la fois des employés et de la Commission. Ces cotisations représentent à la limite le passif de la Commission et elles sont portées aux comptes de façon courante.

Subventions tenant lieu de taxes

Les subventions tenant lieu de taxes sont fondées sur une estimation des évaluations municipales rajustées en conformité de la Loi sur les subventions aux municipalités. Les subventions sont versées après que les sommes ont été vérifiées par la Division des subventions aux municipalités de Travaux publics Canada. Tous les rajustements lors de l'étape définitive sont présentés dans les comptes de l'exercice du règlement.

3. Changement comptable

Les dons de biens-fonds et de matériel, antérieurement imputés aux contributions, sont maintenant redressés afin de mieux tenir compte des éléments d'actif utilisés pour produire un revenu. Les chiffres comparatifs de mars 1985 ont été redressés pour être conformes à ceux de l'exercice terminé le 31 mars 1986.

4. Property and equipment in service

	1986	1985 (Restated) (thousands of dollars)
Electric power plants	\$245,984	\$242,957
Transmission and distribution systems	43,724	44,129
Other utilities	3,687	3,686
Staff accommodation	3,891	4,046
Warehouses, motor vehicles and general facilities	8,223	8,020
	<u>305,509</u>	<u>302,838</u>
Less accumulated depreciation	84,283	74,032
	<u>\$221,226</u>	<u>\$228,806</u>

5. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

The Commission also received a working capital loan of \$7,500,000 in 1979. Terms and conditions provide for principal repayment by 10 equal annual installments of \$750,000 commencing on March 31, 1990. The loan is interest free but should any installment become due and unpaid, interest at the then current rate is applicable until the date of payment.

At March 31, 1986, loans for capital expenditures carried interest at rates ranging from 4% to 15.625%, with a weighted average interest rate of 10.168% (1985 - 10.135%). Borrowings during the year were at an average interest rate of 10.5% (1985 - 11.625%).

4. Biens-fonds et matériel en service

	1986	1985 (redressé) (en milliers de dollar)
Centrales hydro-électriques	\$245,984	\$242,957
Réseaux de transmission et de distribution	43,724	44,129
Autres services publics	3,687	3,686
Locaux du personnel	3,891	4,046
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	8,223	8,020
	<u>305,509</u>	<u>302,838</u>
Moins l'amortissement accumulé	84,283	74,032
	<u>\$221,226</u>	<u>\$228,806</u>

5. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses d'immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt aux taux régnants s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le montant total du prêt, comprenant l'intérêt couru, est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

En 1979, la Commission a également reçu un prêt de \$7,500,000 pour son fonds de roulement. Les conditions prévoient le remboursement du capital en 10 versements annuels égaux de \$750,000 à compter du 31 mars 1990. Il s'agit d'un prêt sans intérêt. Toutefois, si un versement n'est pas payé à la date d'échéance prévue, un intérêt, au taux courant à ce moment-là, sera perçu pour la période allant de la date d'échéance à la date du paiement.

Au 31 mars 1986, les emprunts pour les dépenses d'immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 4% à 15.625%, avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 10.168% (1985 - 10.135%). Les emprunts au cours de l'exercice furent consentis à un taux d'intérêt moyen de 10.5% (1985 - 11.625%).

Loans from Canada mature as follows:

	(thousands of dollars)
1987	\$ 10,214
1988	10,652
1989	10,769
1990	11,320
1991	11,654
1992-2024	180,444
	<u>235,053</u>
Less current portion	10,214
	<u>\$224,839</u>

As a result of past performance, the Commission expected an interest waiver due to the under-utilization of the Whitehorse hydro system in the 1985/86 fiscal year, which did not materialize. As at March 31, 1986, the Yukon Territory rate zone, incurred a loss of \$9,751,000, and consequently the Commission was unable to pay principal and related interest totalling \$9,583,000 which fell due, and remain unpaid.

The Commission expects the trend of losses to continue in the Yukon Territory rate zone in 1987. Furthermore, the Commission, pursuant to Section 3 (9) of its Act, acquired in April 1986, additional generating facilities at Faro, Yukon Territory, at a price of \$7,000,000 which is \$5,929,000 above the estimated market value. With this loss, and the potential deficit in this rate zone, the Commission estimates that it will be unable to pay principal and related interest of \$12,538,000 in 1987.

6. Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$287,000 (1985 - \$453,000) allocated to capital projects.

7. Interest

	1986	1985
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term loans	\$ 23,699	\$ 24,484
Income from term deposits and receivables	2,175	2,247
	<u>21,524</u>	<u>22,237</u>
Interest waiver	—	9,094
	<u>\$ 21,524</u>	<u>\$ 13,143</u>

Voici les échéances fixées pour les emprunts auprès du Canada:

	(en milliers de dollar)
1987	\$ 10,214
1988	10,652
1989	10,769
1990	11,320
1991	11,654
1992-2024	180,444
	<u>235,053</u>
Moins la tranche à court terme	10,214
	<u>\$224,839</u>

Devant les performances antérieures, la Commission avait prévu une dispense d'intérêt, vu la sous-utilisation du système hydro-électrique de Whitehorse en 1985-1986. Mais il n'en fut rien et, au 31 mars 1986, la zone de tarification du Territoire du Yukon subissait une perte de l'ordre de \$9,751,000. En conséquence, la Commission fut incapable de rembourser le capital et l'intérêt correspondant, soit \$9,583,000.

La Commission s'attend à d'autres pertes au Yukon en 1987. De plus, en vertu du paragraphe 3(9) de la Loi sur la Commission, la Commission a acquis d'autres installations en avril 1986 à Faro, dans le Territoire du Yukon, au prix de \$7,000,000, soit \$5,929,000 au dessus de la valeur marchande estimative. Avec cette perte, et le déficit possible dans cette zone de tarification, la Commission évalue qu'il lui sera impossible de rembourser la somme de \$12,538,000 (principal et intérêt) en 1987.

6. Dépenses d'administration générale et services de génie

Les dépenses d'administration générale et services de génie ont été réduites d'une somme de \$287,000 (1985 - \$453,000) attribuée aux projets d'immobilisations.

7. Intérêt

	1986	1985
	(en milliers de dollar)	
Intérêt sur les emprunts à long terme	\$ 23,699	\$ 24,484
Revenu provenant des dépôts à terme et des débiteurs	2,175	2,247
	<u>21,524</u>	<u>22,237</u>
Dispense d'intérêt	—	9,094
	<u>\$ 21,524</u>	<u>\$ 13,143</u>

8. Commitments

At March 31, 1986, the estimated committed cost to complete capital projects, including the generating facilities described in Note 5, is approximately \$8,373,000 (1985 - \$741,000).

9. Segmentation

The Commission operates predominately as one industry, that being the generation and distribution of electric power. Most expenses are directly attributable to the geographic rate zones, and common expenses are allocated among the rate zones. Identifiable assets are those assets that are used in the operation of each rate zone. Corporate assets are primarily the property in Edmonton, cash and term deposits.

	1986	1985
	(thousands of dollars)	
Revenues		
Northwest Territories	\$ 74,965	\$ 73,840
Yukon Territory	13,281	13,871
Field, B.C.	518	432
	<u>\$ 88,764</u>	<u>\$ 88,143</u>
Net income (loss)		
Northwest Territories	\$ 4,354	\$ 5,767
Yukon Territory	(9,751)	—
Field, B.C.	136	108
	<u>\$ (5,261)</u>	<u>\$ 5,875</u>
Identifiable assets		
Northwest Territories	\$127,601	\$130,978
Yukon Territory	121,685	125,151
Field, B.C.	176	184
Corporate	19,263	15,492
	<u>\$268,725</u>	<u>\$271,805</u>

8. Engagements

Au 31 mars 1986, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations, y compris les installations génératrices mentionnées à la note 5, se chiffrait à environ \$8,373,000 (1985 - \$741,000).

9. Segmentation

La Commission exploite principalement une seule entreprise, soit la production et la distribution de courant électrique. La plupart des dépenses sont directement attribuables aux zones de tarification géographiques, et les dépenses communes sont réparties entre ces zones. Les éléments d'actif sectoriels sont utilisés pour l'exploitation de chacune des zones de tarification, alors que les éléments d'actif non sectoriels sont formés principalement des biens à Edmonton, de l'encaisse et des dépôts à terme.

	1986	1985
	(en milliers de dollar)	
Recettes		
Territoires du Nord-Ouest	\$ 74,965	\$ 73,840
Territoire du Yukon	13,281	13,871
Field (C.B.)	518	432
	<u>\$ 88,764</u>	<u>\$ 88,143</u>
Bénéfice net (perte nette)		
Territoires du Nord-Ouest	\$ 4,354	\$ 5,767
Territoire du Yukon	(9,751)	—
Field (C.B.)	136	108
	<u>\$ (5,261)</u>	<u>\$ 5,875</u>
Éléments d'actif sectoriels		
Territoires du Nord-Ouest	\$127,601	\$130,978
Territoire du Yukon	121,685	125,151
Field (C.B.)	176	184
Éléments d'actif non sectoriels	19,263	15,492
	<u>\$268,725</u>	<u>\$271,805</u>

Depreciation
expense

Northwest Territories	\$ 7,185	\$ 6,419
Yukon Territory	3,759	3,571
Field, B.C.	13	12
Corporate	113	116
	<u>\$ 11,070</u>	<u>\$ 10,118</u>

Capital expenditures

Northwest Territories	\$ 3,454	\$ 11,491
Yukon Territory	523	834
Field, B.C.	—	—
Corporate	63	19
	<u>\$ 4,040</u>	<u>\$ 12,344</u>

10. Devolution

On November 5, 1985, the Minister of Indian Affairs and Northern Development agreed to a Memorandum of Understanding with the territorial ministers representing the Governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory, to transfer Northern Canada Power Commission to the territorial governments. The target date for completion of the process of devolution is March 31, 1987. The terms and conditions of the transfer had not been determined at the time of preparation of these financial statements.

Dépense
d'amortissement

Territoires du Nord-Ouest	\$ 7,185	\$ 6,419
Territoire du Yukon	3,759	3,571
Field (C.B.)	13	12
Éléments d'actif non sectoriels	113	116
	<u>\$ 11,070</u>	<u>\$ 10,118</u>

Dépenses en
immobilisations

Territoires du Nord-Ouest	\$ 3,454	\$ 11,491
Territoire du Yukon	523	834
Field (C.B.)	—	—
Éléments d'actif non sectoriels	63	19
	<u>\$ 4,040</u>	<u>\$ 12,344</u>

10. Passation de pouvoirs

Le 5 novembre 1985, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien conclut une entente avec les ministres représentant les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, en vue de virer la Commission d'énergie du Nord canadien aux gouvernements territoriaux. La passation complète des pouvoirs devrait être terminée d'ici le 31 mars 1987. Les conditions du virement n'avaient pas été établies au moment de la préparation des présents états financiers.



11. Related party transactions

In addition to the transactions described in Notes 5 and 7, the Commission has significant transactions with the Government of Canada and its agencies, as well as with territorial and municipal governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory. These transactions and resulting balances comprise:

	1986	1985
	(thousands of dollars)	
Sale of power and heat	\$43,957	\$43,492
Purchase of fuel	8,956	8,932
Contributions to the Public Service Superannuation Plan	711	678
Treasury bills and accrued interest	10,212	11,545
Accounts receivable	4,845	5,261
Accounts payable	2,203	3,015

Furthermore, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice of Canada.

11. Opérations entre apparentés

En plus des opérations mentionnées aux notes 5 et 7, la Commission effectue un nombre appréciable d'opérations avec le gouvernement du Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces opérations et les soldes qui en découlent comprennent:

	1986	1985
	(en milliers de dollar)	
Vente d'énergie et de chaleur	\$43,957	\$43,492
Achat de combustible	8,956	8,932
Cotisations au Régime de pensions de retraite de la fonction publique	711	678
Bons du trésor et intérêt couru	10,212	11,545
Débiteurs	4,845	5,261
Créditeurs	2,203	3,015

De plus, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.



**STATEMENT OF OPERATIONS
BY RATE ZONE FOR THE YEAR
ENDED MARCH 31, 1986**

**ETAT DE L'EXPLOITATION
TARIFAIRE POUR L'ANNEE
TERMINEE LE 31 MARS 1986**

	N.W.T. T.N.-O.	Y.T. T.Y.	B.C. C.B.	TOTAL TOTAL	
(in thousands of dollars)					(en milliers de dollar)
Income					Recettes
Sale of power	66,822	13,218	417	80,457	Vente de courant
Sale of heat	6,825	—	—	6,825	Vente de chaleur
Other	1,318	63	101	1,482	Autre recette
	<u>74,965</u>	<u>13,281</u>	<u>518</u>	<u>88,764</u>	
Expense					Dépenses
Operations and maintenance	49,679	4,562	336	54,577	Exploitation et entretien
Engineering and general administration	5,696	1,121	37	6,854	Administration générale et services d'ingénierie
Depreciation	7,281	3,775	14	11,070	Amortissement
	<u>62,656</u>	<u>9,458</u>	<u>387</u>	<u>72,501</u>	
Income before interest expense	12,309	3,823	131	16,263	Bénéfice avant la dépense d'intérêt
Interest expense, net	<u>7,955</u>	<u>13,574</u>	<u>(5)</u>	<u>21,524</u>	Dépense d'intérêt, nette
Net income for the year — March 31, 1986	<u>4,354</u>	<u>(9,751)</u>	<u>136</u>	<u>(5,261)</u>	Bénéfice net pour l'exercice — le 31 mars 1986
Net income (loss) for the year — March 31, 1985	<u>5,767</u>	<u>—</u>	<u>108</u>	<u>5,875</u>	Bénéfice net (perte) pour l'exercice — le 31 mars 1985



**ANALYSIS OF ELECTRICITY SALES
YEAR ENDED MARCH 31, 1986**

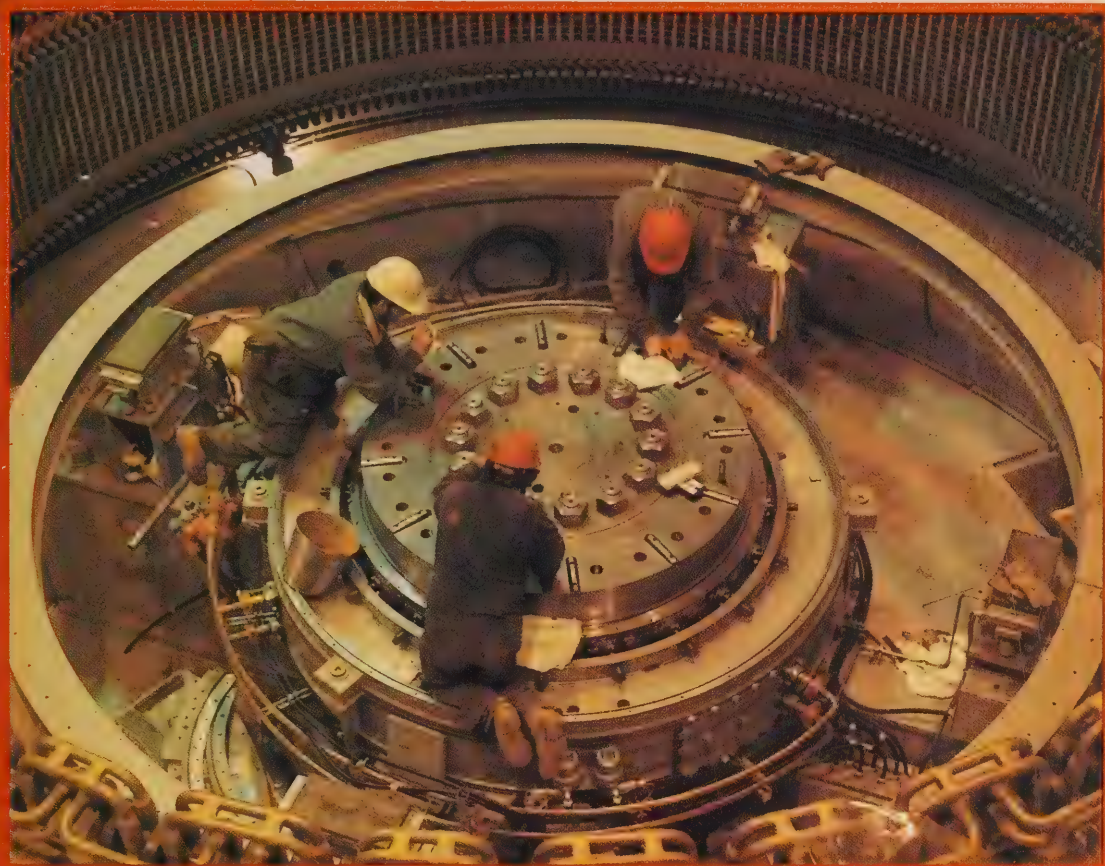
**ANALYSE DES VENTES D'ELECTRICITE
ANNEE TERMINEE LE 31 MARS 1986**

		N.W.T. - T.N.-O.		Y.T. - T.Y.		OTHER - AUTRES	
		Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh	Million kWh Millions de kWh	Average ¢ per kWh Moyen ¢ par kWh
	\$000			\$000		\$000	
Wholesale	9,226	96.8	9.53	8,434	146.6	5.75	En gros
Industrial	11,988	164.9	7.27	2,307	53.8	4.29	Industriel
Residential	22,315	79.6	28.03	895	6.5	13.77	Domestique
Commercial	22,797	75.5	30.19	1,546	8.1	19.09	Commercial
Street Lighting	496	2.8	17.71	36	0.2	18.0	Eclairage des rues
Total	66,822	419.6	15.93	13,218	215.2	6.14	Total
OPERATING PLANT (\$000)		N.W.T. T.N.-O.		Y.T. T.Y.		OTHER AUTRES	EXPLOITATION DES USINES (\$000)
Capital Investment		153,925		145,029		261	Investissement de capital
Investment per \$ revenue		2.30		10.97		0.63	Investissement par \$ revenu
Investment per kWh sold		0.37		0.67		0.20	Investissement par kWh vendu
CONSUMERS							CONSUMMATEURS
- Retail		11,950		1,054		149	- Détail (domestique)
- Industrial		3		2		—	- Industriel
- Wholesale		1		1		—	- En gros

OPERATING STATISTICS					RESUME STATISTIQUE				
Year ended March 31					Année terminée le 31 mars				
GENERAL DATA					DONNEES GENERALES				
No. of - Operations					Nombre - centrales				
- Employees					- employés				
- Contract Operators					- employés à forfait				
1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977
56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
320	330	326	331	333	304	303	304	310	359
22	24	25	25	25	26	26	25	26	25
ELECTRIC POWER					ENERGIE ELECTRIQUE				
Installed Capacity					Capacité de production				
(kW in thousands)					(en milliers de kW)				
Hydro					Hydraulique				
Thermal					Thermique				
TOTAL					TOTAL				
122	122	122	102	102	102	102	102	102	102
146	146	145	143	142	142	142	142	134	132
268	268	267	245	244	244	244	244	236	234
PERCENTAGE HYDRO CAPACITY					POURCENTAGE DE CAPACITE HYDRAULIQUE				
46	46	46	42	42	42	42	42	43	44
NET PEAK LOAD					CHARGE DE POINTE NETTE				
(kW in thousands)					(en milliers de kW)				
Generation					Production				
(kWh in millions)					(en millions de kWh)				
Hydro					Hydraulique				
Thermal					Thermique				
TOTAL					TOTAL				
134	136	126	139	151	142	131	135	131	126
534	536	491	495	528	556	585	568	590	487
181	182	169	197	303	212	175	179	145	165
715	718	660	692	831	768	760	747	735	652
PERCENTAGE HYDRO GENERATION					POURCENTAGE DE GENERATION HYDRAULIQUE				
75	75	74	72	64	72	77	76	80	75
SALES					VENTES				
(kWh in millions)					(en millions de kWh)				
636	636	581	616	747	692	685	672	633	586
PERCENTAGE SALES TO GENERATION					POURCENTAGE VENTES DE GENERATION				
89	89	88	89	90	90	90	90	86	90
FUEL CONSUMED					COMBUSTIBLE CONSOMME				
(litres 10 ⁶)					(litres 10 ⁶)				
68	66	65	72	102	80	70	67	60	64
HEAT AND WATER					CHALEUR ET EAU				
Heat Sales					Ventes d'énergie calorifique				
(BTU's in billions)					(en milliards de BTU)				
335	334	353	381	390	408	365	422	415	394
Water Sales					Ventes d'eau				
(litres 10 ⁶)					(litres 10 ⁶)				
808	741	700	622	725	673	682	705	850	1,214

STATEMENT OF EARNINGS					1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	RELEVÉ DES GAINS
REVENUE															REVENU
Electricity Sales					80,457	80,128	73,749	70,826	66,598	49,579	44,187	39,561	33,914	25,490	Ventes d'électricité
Heat Sales					6,825	6,601	7,043	7,098	5,602	5,272	4,046	3,945	3,234	3,113	Ventes d'énergie calorifique
Other					1,482	1,414	1,127	1,333	1,163	1,063	812	972	737	939	Divers
					<u>88,764</u>	<u>88,143</u>	<u>81,919</u>	<u>79,257</u>	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>	<u>37,885</u>	<u>29,542</u>	
EXPENSES															DEPENSES
Operations & Maintenance					54,577	53,051	47,764	45,200	48,168	32,912	26,543	22,601	16,739	20,275	Exploitations et entretien
Engineering & General Administration					6,854	5,956	5,577	4,991	4,447	3,470	3,060	2,604	2,712	1,891	Administration technique et générale
Depreciation					11,070	10,118	7,843	6,971	6,367	6,061	5,481	4,460	3,807	2,937	Amortissement
Interest Net					21,524	13,143	14,879	14,843	13,956	13,871	13,952	14,877	14,250	10,594	Intérêt - Net
					<u>94,025</u>	<u>82,268</u>	<u>76,063</u>	<u>72,005</u>	<u>72,938</u>	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>	<u>37,508</u>	<u>35,697</u>	
NET INCOME (LOSS)					<u>(5,261)</u>	<u>5,875</u>	<u>5,856</u>	<u>7,252</u>	<u>425</u>	<u>(400)</u>	<u>9</u>	<u>(64)</u>	<u>377</u>	<u>(6,155)</u>	REVENU NET (PERTES)
STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION															RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE
SOURCE OF FUNDS															SOURCE DES FONDS
Funds from Operations					6,656	23,310	13,858	14,238	6,793	5,678	5,546	5,303	6,171	(1,723)	Fonds provenant des exploitations
Loans for Capital expenditures					3,900	5,000	135,894	36,954	9,600	5,000	4,000	6,000	8,300	21,000	Emprunts pour dépenses capitales
Other					—	—	5,666	2,503	443	68	13	663	2,824	3,957	Divers
Working Capital Loan					—	—	—	—	—	—	—	7,500	—	—	Emprunts capitaux pour opérations
					<u>10,556</u>	<u>28,310</u>	<u>155,418</u>	<u>53,695</u>	<u>16,836</u>	<u>10,746</u>	<u>9,559</u>	<u>19,466</u>	<u>17,295</u>	<u>23,234</u>	
APPLICATION OF FUNDS															APPLICATIONS DES FONDS
Capital Expenditures					4,040	12,344	30,098	34,204	9,488	5,606	3,674	6,136	8,703	22,750	Dépenses capitales
Reduction in Long Term Debt					10,397	14,461	124,434	6,757	6,186	6,163	5,541	5,346	4,457	7,060	Réduction de la dette à long terme
Other					—	—	—	—	—	—	—	—	22	552	Divers
					<u>14,437</u>	<u>26,805</u>	<u>154,532</u>	<u>40,961</u>	<u>15,674</u>	<u>11,769</u>	<u>9,215</u>	<u>11,482</u>	<u>13,182</u>	<u>30,362</u>	
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL					<u>(3,881)</u>	<u>1,505</u>	<u>886</u>	<u>12,734</u>	<u>1,162</u>	<u>(1,023)</u>	<u>344</u>	<u>7,984</u>	<u>4,113</u>	<u>(7,128)</u>	AUGMENTATION (DIMINUTION) DANS LE CAPITAL D'OPERATION
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION															RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE
ASSETS															BIENS
Property & Equipment at Cost					305,509	302,838	283,998	220,252	215,590	211,691	209,183	205,530	197,840	186,808	Propriété équipement au prix coûtant
Accumulated Depreciation					(84,283)	(74,032)	(54,106)	(49,006)	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)	(23,062)	(20,167)	Amortissement accumulé
Construction in Progress					176	529	248	37,763	8,554	3,568	1,538	1,939	5,115	12,056	Construction en cours
Current					47,323	42,470	40,279	43,705	31,505	28,467	27,247	24,887	14,855	19,591	Biens courants
					<u>268,725</u>	<u>271,805</u>	<u>270,419</u>	<u>251,777</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	
LIABILITIES AND CANADA'S EQUITY															RESPONSABILITES ET SECURITIES DU CANADA
Surplus (Deficit)					9,539	14,800	8,925	3,069	(4,183)	(4,608)	(4,208)	(4,217)	(4,153)	(4,530)	Surplus (déficit)
Long Term Debt					224,839	231,336	240,797	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879	181,622	176,991	Dette à long terme
Deferred Credit					4,230	4,286	—	—	—	—	—	—	—	—	Credit reporté
Current					30,117	21,383	20,697	25,007	25,543	23,667	21,424	19,408	17,279	25,827	Dette actuelle
					<u>268,725</u>	<u>271,805</u>	<u>270,419</u>	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>	<u>194,748</u>	<u>198,288</u>	

CAI
NØ
A56



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION



39th ANNUAL REPORT
FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 1987



ON THE COVER

One of the last projects prior to the transfer of assets to the Government of Yukon on March 31, 1987, was a 20 MW addition to the Yukon River Hydro System at Whitehorse. The picture shows the installation of a major component during construction.



CONTENTS

	<i>Page</i>
<i>Letter of Transmittal</i>	2
<i>Foreword</i>	3
<i>Members of the Commission</i>	6
<i>Corporate Profile</i>	7
<i>Areas Served</i>	8
<i>Devolution of NCPC to Territorial Governments</i>	9
<i>Amendments to Northern Canada Power Commission Act</i>	9
<i>Disposal of Field, B.C. Electric Utility System</i>	10
<i>Special Examination — Auditor General</i>	10
<i>Utility Plant Improvements</i>	10
<i>Hydro System — Water Management</i>	11
<i>Industrial Supply — Yukon</i>	11
<i>Safety and Security</i>	11
<i>Employee Training</i>	12
<i>Collective Agreement — PSAC</i>	11
<i>Generation/Sales Statistics</i>	13
<i>Financial</i>	14
<i>Net Loss and Retained Surplus</i>	14
<i>Revenues</i>	14
<i>Expenses</i>	15
<i>Investment in New Plant</i>	15
<i>Financing</i>	15
<i>Report of Management's Accountability</i>	16
<i>Auditor's Report</i>	17
<i>Balance Sheet</i>	18
<i>Statement of Operations</i>	20
<i>Statement of Retained Earnings</i>	20
<i>Statement of Changes in Financial Position</i>	21
<i>Notes to Financial Statement</i>	22
<i>Statement of Operations by Rate Zone</i>	27
<i>Analysis of Electricity Sales</i>	27
<i>Operating Statistics</i>	28
<i>Summarized Financial Statistics</i>	29



NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN

1987 06 26

The Honourable Bill McKnight, M.P., P.C.
Minister of Indian Affairs and Northern Development
Les Terrasses de la Chaudiere
Ottawa, Ontario
K1A 0H4

Dear Mr. Minister,

I have the honour of presenting to you the Thirty-ninth Annual Report of Northern Canada Power Commission together with financial statements for the fiscal year ended March 31, 1987.

Yours truly,

J. W. Beaver
Chairman

cc: President of the Treasury Board
Minister of Finance

HEAD OFFICE
7909 - 51 AVE.
PHONE: (403) 465-3377

MAILING ADDRESS:
P.O. BOX 5700 STN. "L"
T6C 4J8

EDMONTON, ALTA.
CANADA
TELEX: 0372736



FOREWORD

One major activity dominated the Commission's 1986/87 fiscal year — the negotiations between the Federal Government and the Yukon and Northwest Territorial Governments directed towards the sale of the Commission's assets and the transfer of responsibility for operation of related utility services to each of the respective Territorial Governments. This activity was initiated in November, 1985, at which time a Memorandum of Understanding was reached between the then Minister of Indian Affairs and Northern Development and Ministers representing the Yukon and Northwest Territories Governments "to proceed with the transfer of NCPG from the federal to the territorial governments."

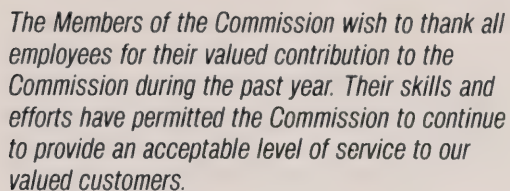
Negotiations between the Federal Government and the Yukon Government during the year resulted in an agreement of sale of the Commission's assets in Yukon, which became effective at March 31, 1987. The terms of the agreement included financing arrangements covering the debt to be assumed by the Yukon Development Corporation (YDC). All employees of the Commission employed in Yukon at March 31, 1987 were offered employment with the interim management organization appointed to operate and maintain the utility assets on behalf of YDC.

Negotiations between the Federal Government and the Government of Northwest Territories commenced somewhat later in the fiscal year and no agreement had been reached at year-end.

ᐱᓯᐃᑦᏳ

[illegible][illegible][illegible]

ላርዕስክሳርዕስ ላርዕስክሳርዕስ
 ላርዕስክሳርዕስ ላርዕስክሳርዕስ
 ላርዕስክሳርዕስ ላርዕስክሳርዕስ



2



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

MEMBERS OF THE COMMISSION:

<i>Jack W. Beaver</i>	— <i>Chairman</i>
<i>Ivan J. Cable</i>	— <i>Member*</i>
<i>James Robertson</i>	— <i>Member</i>
<i>Hilda P. Watson</i>	— <i>Member</i>

OFFICERS:

<i>Jack W. Beaver</i>	— <i>Chief Executive Officer</i>
<i>Bruce G. Christie</i>	— <i>Manager, Corporate & Public Affairs</i>
<i>John D. Allan</i>	— <i>Manager, Operations and Engineering</i>
<i>Roger A. Phillips</i>	— <i>Comptroller</i>
<i>Howard P. Samoil</i>	— <i>Corporate Secretary</i>

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

YUKON DISTRICT OFFICE

P.O. Box 4278
Whitehorse, Y.T. Y1A 1H8
(403) 667-4814

N.W.T. WEST DISTRICT OFFICE

P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4
(403) 873-4051

N.W.T. EAST DISTRICT OFFICE

P.O. Box 250
Iqaluit, N.W.T. X0A 0H0
(819) 979-4403

*Resigned January 9, 1987



Jack W. Beaver — Chairman and Chief Executive Officer.



CORPORATE PROFILE

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it has been empowered through the last fiscal year to survey utility requirements and construct utility plants in the Northwest Territories, Yukon Territory, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity north of 60° and operated, through the last fiscal year, the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories. Heat, water and sewerage service utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territories Government for distribution at Iqaluit. Residual heat recovery systems are operated at several locations in the Yukon and NWT.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. District offices for the Northwest Territories' operations are located in Iqaluit and Yellowknife, N.W.T. The District office for Yukon operations was located in Whitehorse, Y.T. until March 31, 1987.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Rates charged for utilities supplied must consequently provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, as well as operating, maintenance, administrative and all other expenses, including allowances for contingency.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.



AREAS SERVED

ELECTRICITY

Generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at:

NORTHWEST TERRITORIES:

Mackenzie Region:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife.

Keewatin Region:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Iqaluit, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute.



Iqaluit (Frobisher Bay) one of the 56 communities served by N.C.P.C. During the fiscal year 1986/87.

YUKON TERRITORY:

(until March 31, 1987)

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River and Whitehorse.

BRITISH COLUMBIA:

Field.

HEATING

Generation of heat at:

Northwest Territories:

Inuvik and Iqaluit

Provision of Residual Heat at:

Northwest Territories:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet.

Yukon Territory: (until March 31, 1987)

Dawson

WATER AND SEWERAGE

Northwest Territories:

Inuvik.

CONTRACT WORK AND OTHER

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services, including occasional installation and construction work, at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.



DEVOLUTION OF NCPC TO TERRITORIAL GOVERNMENTS

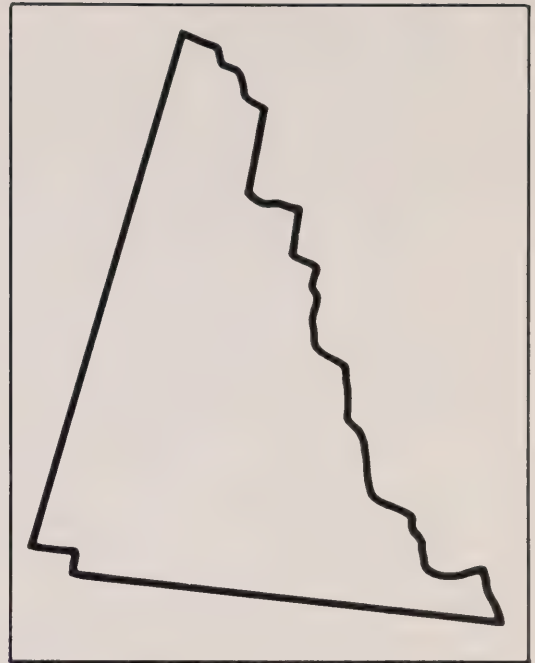
On November 5, 1985, the Honourable David Crombie, Minister of Indian Affairs and Northern Development announced that a Memorandum of Understanding had been reached with Ministers representing the Yukon and Northwest Territories Governments to proceed with the transfer of NCPC from the Federal to the Territorial Governments, with a target for completion of the devolution process by March 31, 1987. The objective of the transfer was stated to be the achievement of fiscally responsible, self-financing and dependable utility operations, providing power at reasonable and stable rates.



A work group, with membership from the Federal and Territorial Governments as well as NCPC, was formed at that time to review and analyze positions advanced by each of the Territorial Governments. The work group was requested to develop a workable plan of action which would deal with financial, institutional, legislative and timing matters associated with the proposed devolution of NCPC to the Territorial Governments.

On February 5, 1987, the Honourable Bill McKnight, Minister of Indian Affairs and Northern Development and the Yukon Government Leader, Tony Penikett, announced that an agreement had been reached to transfer the Yukon portion of the Commission's assets from Federal to Territorial control and ownership, to be completed by March 31, 1987. The sale and transfer of responsibility for operation of these assets was subsequently completed on schedule at year end.

Negotiations covering the sale of the Commission's assets in the Northwest Territories to the Government of Northwest Territories continued at year end and are expected to be finalized during the next fiscal year.



AMENDMENTS TO NORTHERN CANADA POWER COMMISSION ACT

In order to effect the proposed devolution of the Commission's assets in Yukon to the Yukon Territorial Government, Bill C-45 entitled: "An Act to authorize the disposal of certain assets in the Yukon Territory that were held or used by the Northern Canada Power Commission and to provide for other matters in connection therewith" was introduced in the House of Commons of Canada with first reading on March 17, 1987, and was subsequently passed on March 27, 1987.

In addition to authorizing the disposal of the Commission's Yukon assets to the Government of Yukon, Bill C-45 also authorized changes to the Northern Canada Power Commission Act, upon future proclamation, to remove any reference to the Yukon Territory and to deal with the appointment and qualifications of Commission members. Upon proclamation, expected early in the next fiscal year, the amended Act will provide for at least two members of the Commission to be residents of the Northwest Territories at the date of appointment, and that at least one member of the Commission is to have experience involving the operation of an electrical utility.



DISPOSAL OF FIELD, B.C. ELECTRIC UTILITY SYSTEM

In consideration of the negotiations underway during the year covering the proposed devolution of the Commission's Yukon and Northwest Territories utility assets to the respective Territorial Governments, the Commission proceeded in December, 1986 with the proposed sale of the Field, B.C. electricity utility system through public tender. The tender process resulted in the proposed sale and transfer of responsibility for operation of this system to Synex Energy Resources Ltd. The sale agreement is expected to be finalized early in the 1987/88 fiscal year.

SPECIAL EXAMINATION — AUDITOR GENERAL

In accordance with Section 143 of the Financial Administration Act, the Commission requested the Auditor General in 1985 to undertake an in-depth special examination of the adequacy of the Commission's system of financial and management controls. Such examinations are required to be carried out at least once every five years and are generally associated with economy, efficiency and effectiveness of operations. The Special Examination was primarily conducted between January and March, 1986, with the report of the Auditor General of Canada being received by the Commission's Board of Directors in December, 1986.

UTILITY PLANT IMPROVEMENTS

Snare/Yellowknife System

The Snare Rapids hydro unit was scheduled for a shutdown for approximately 6 weeks during the summer of 1986 to permit the generator rotor to be rewound with a higher class of insulation, thereby increasing generator capacity from 7.2 MW to 7.9 MW. This increase in capacity was made

feasible as the result of replacement of the turbine runner in 1985 with a significantly more efficient runner than that originally installed in 1948.

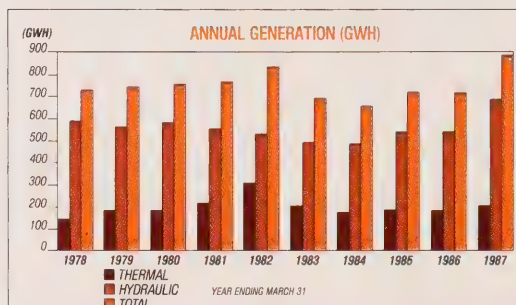
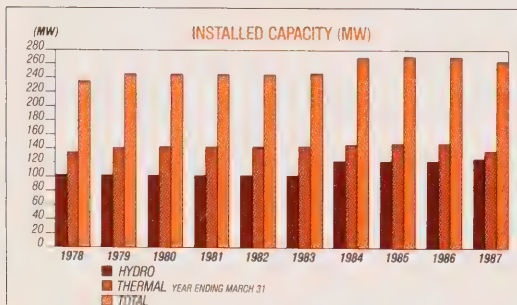
A new static excitation system was purchased and delivered to the site of the Snare Falls hydro plant during the past year to replace obsolete equipment originally installed in 1960. The new equipment was installed before year-end and is expected to be fully commissioned in the summer of 1987.

A study was conducted during the past year to determine the most cost effective method to be implemented to replace the existing 115 kV transmission line between the Snare hydro plants and the City of Yellowknife. The transmission line, originally installed in 1948, is nearing the end of its anticipated service life and will require replacement in the next several years.

A contract was awarded during the past year for the supply of two 7,500 h.p. turbine runners to replace the existing runners at the Snare Forks hydro plant. Replacement of these runners is expected to significantly improve efficiency of operation, increasing the output capacity of the plant by approximately 2 MW. The first replacement runner was delivered to the plant site in March, 1987 and is expected to be installed in July, 1987. The second replacement runner is scheduled for delivery in December, 1987 for installation in the summer of 1988.

Power Plant Improvements

Generation expansion and power plant improvements were completed in 14 of the Commission's operating locations during the past year. Included in this capital program was the installation of an additional 600 kW diesel unit at Fort McPherson; a 150 kW diesel unit at Arctic Red River; a 300





kW diesel unit at Paulatuk; a 500 kW diesel unit at Fort Franklin; a 290 kW diesel unit at Snowdrift; a 180 kW diesel unit at Rae Lakes; a 900 kW diesel unit at Rankin Inlet; and a 85 kW diesel unit at Nahanni Butte.

New electrical switchgear was also installed, or existing switchgear upgraded, at Fort McPherson, Arctic Red River, Fort Franklin, Snowdrift, Rae Lakes, Rankin Inlet, Fort Liard, Nahanni Butte and Iqaluit.

Fuel storage facilities were upgraded during the year at Inuvik, Chesterfield Inlet, Baker Lake and Spence Bay. Expansion of existing waste heat recovery systems were also implemented at Cambridge Bay, Pelly Bay and Rankin Inlet.

Electrical Distribution

Approximately 27 km of electrical distribution lines were constructed by the Commission throughout the Yukon and NWT during the past year, extending electrical service to various new housing developments, schools, commercial complexes and municipal government improvements.

In addition to these standard line extensions, the Commission completed over \$0.9 M of distribution line work requiring capital contributions in excess of normal Commission investment. Several of the larger projects completed during 1986/87 included the construction of an 8.7 km distribution line to the Whale Cove airport, a 7.7 km distribution line extension to a weigh scale near Fort Liard, a 1.6 km extension to a fuel facility at Arctic Bay, and a 1.0 km line extension to a heliport base near Fort Simpson.



Extensive line maintenance programs were implemented throughout the Northwest Territories, Yukon and Field, B.C., with a majority of this program involving pole replacement.

Dismantling and disposal of the 145 km, 69 kV transmission line between Inuvik and Tuktoyaktuk commenced late in the year and is expected to be completed early in 1987/88 fiscal year.

HYDRO SYSTEM — WATER MANAGEMENT

For a third consecutive year, the Snare River experienced an above average runoff during 1986, permitting optimum hydro production by the Snare hydro plants during 1986/87.

Similar favourable run-off conditions were experienced on the Aishihik and Yukon Rivers and, combined with mild weather conditions, resulted in significantly reducing the requirement for diesel generation on the Whitehorse/Aishihik/Faro system below that anticipated for the year.

INDUSTRIAL SUPPLY — YUKON

The lead/zinc mining operation near Faro, Y.T., which had remained shutdown since June, 1982, resumed operation in 1986 following the purchase of the mine assets by Curragh Resources Ltd. Full production by the fall of 1986 resulted in monthly electrical consumption achieving the level experienced prior to shutdown, with total consumption during the year of 132.5 GWh as compared with only 14.3 GWh in 1985/86. With a full year of operation anticipated in 1987/88, annual consumption is expected to increase to approximately 168 GWh.

SAFETY AND SECURITY

The Joint Safety-Health Committees, established by the Commission in 1985 in compliance with the 1985 revisions to the Labour Canada Code, were strengthened during the past year with the appointment of PSAC union representatives to these committees. Training sessions pertaining to safety, fire prevention, protection and security were conducted during the year for both committee members and union representatives. Training emphasis was placed on facility inspection, fire prevention and protection, and safety regulations, with the co-operation and assistance of Labour Canada Safety and fire prevention employees.



EMPLOYEE TRAINING

A significant escalation in the Commission's training program was highlighted during 1986/87. Included in this expanding program were a total of four 1-week Supervisory Management Level I training courses, with a total of 37 employees participating during the year. This program is expected to be extended to Level II training early in 1987/88 for successful Level I participants.

The reorganization and upgrading of data processing facilities throughout the Commission resulted in a comprehensive computer training program being conducted at the University of Alberta, with 15 employees participating by year-end.

Public Service Commission courses of varying content were completed by 5 employees, and a High Voltage Maintenance course was completed by 9 employees from the Yellowknife, Fort Smith and Fort Simpson operations.

COLLECTIVE AGREEMENT — PSAC

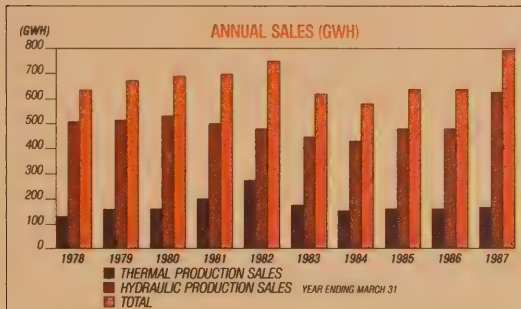
The 27-month Collective Agreement with the operational category of the Public Service Alliance of Canada, which had been endorsed by the Commission and PSAC in October, 1985, expired on March 31, 1987. Prior to this expiry date, negotiations with PSAC during February, 1987 were successful in achieving a tentative one year agreement, subject to ratification by PSAC membership. Ratification of the tentative agreement had not been finalized at year-end.





GENERATION/SALES STATISTICS

Electrical generation in 1986/87 totalled 885,869 MWh to provide for electrical utility sales of 795,941 MWh.



Sales by rate zones and the corresponding relative changes from the previous year were as follows:

Rate Zone	Sales (MWh)	Relative Change
	1986/87	(%)
Northwest Territories	451,059	7.49
Yukon Territory	343,685	59.66
Field, B.C.	1,197	-5.30

The system non-coincidental peak load increased from 134 MW in 1985/86 to 155 MW in 1986/87. The significant increase in generation and sales resulted primarily from the resumption of mining operations at Faro, Y.T. and accelerated mining operations at Pine Point, N.W.T. Peak load data by rate zones and the corresponding relative changes from the previous year were as follows:

Rate Zone	Peak Load (MW)	Relative Change
	1986/87	(%)
Northwest Territories	90.0	2.0
Yukon Territory	64.9	41.4
Field, B.C.	0.3	0



FINANCIAL

Net Loss and Retained Surplus

The excess of expense over revenue totalled \$2.6 million, an improvement over the \$5.26 million excess of expense over revenue experienced in the 1985/86 fiscal year. The improvement is primarily due to increased hydro generation which increased 153 GWh to 687 GWh.

On the divestiture of the Yukon rate zone, its retained deficit was absorbed by Canada, and an extraordinary gain of \$1.38 million resulted from the transfer of fixed assets and the extinguishment of long-term debts. The retained surplus, including contingency reserve applicable to the N.W.T. and Field, B.C. rate zones, is \$23.1 million and \$0.5 million respectively.

REVENUES

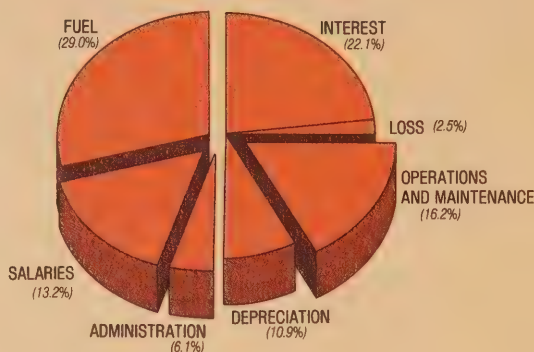
Gross revenue from operations totalled \$99.21 million, an increase of 11.8% over the previous fiscal year. Total generation increased by 23.9% to 886 GWh, with increased consumption in all customer classes. Sales of electrical energy by customer class and the corresponding relative changes from the fiscal year 1985/86 were:

Customer Class	MWh 1986/87	Relative Change (%)	(\$000) 1986/87	Relative Change (%)
Industrial	354,207	61.94	21,500	50.40
Wholesale	256,194	5.27	18,828	6.61
Commercial	94,139	7.58	26,240	4.17
Domestic	91,401	5.59	24,208	3.84
Total	795,941	25.12	90,776	12.83

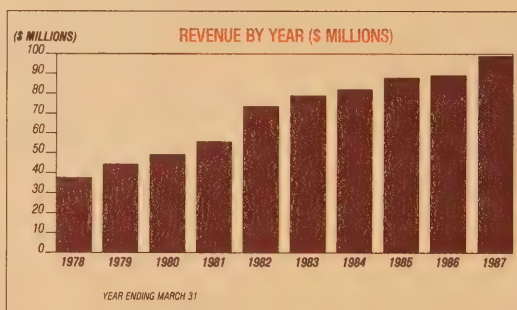
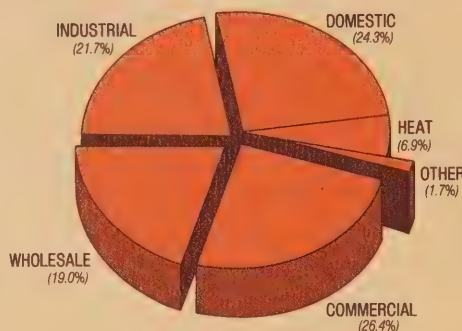
Revenue of \$6.8 million from heat operations remained unchanged from 1985/86.

Other revenues derived from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services, increased by 7.8%.

USE OF REVENUE



SOURCE OF REVENUE





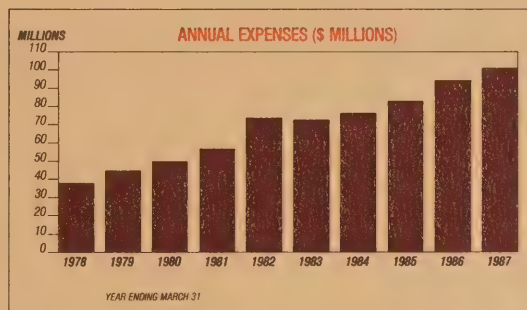
EXPENSES

Total expenses were \$101.82 million, an increase of \$7.79 million over the previous year.

Finance expense absorbed 22.7% of the total 1986/87 revenue. Increased costs associated with carrying new plant in service and slightly higher levels of debt were partially offset by investment income.

Depreciation expense increased by approximately \$0.5 million or 4.6% over 1985/86. The increase resulted from the natural progression of the annuity method of depreciation, combined with the depreciation charge of additional facilities brought into service.

Energy related costs, comprised primarily of fuel and purchased power, decreased 2.3% over 1985/86. The cost of fuel used for electric and heat generation totalled \$29.6 million in 1986/87, a decrease of \$0.7 million over 1985/86. Electric energy generated by diesel provided 21.6% of the total generation, hydro stations supplied 77.5% and the remaining 0.9% was power purchased from Esso Resources Canada Ltd., at Norman Wells, N.W.T.

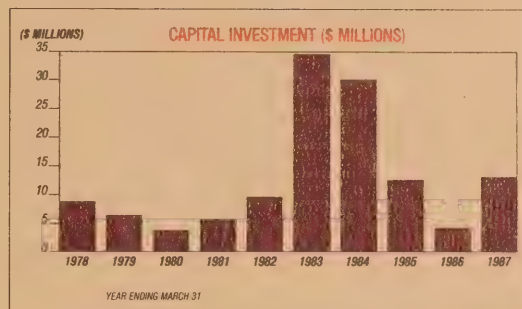


INVESTMENT IN NEW PLANT

Additions to fixed assets for the fiscal year were \$13.01 million, which was \$8.97 million higher than 1985/86.

Capital expenditures of \$7.2 million were incurred in the Yukon rate zone. However, under the provisions of the Northern Canada Power Commission Assets Disposal Authorization Act, net fixed assets of \$122.94 million were transferred to the Yukon Development Corporation.

Capital projects carried out at various locations in the NWT rate zone totalled \$5.44 million and the cost of each project ranged from \$0.01 million to \$1.01 million.



FINANCING

The Commission borrowed from the Government of Canada \$11.6 million for the purpose of financing capital construction. On the divestiture of the Commission's operations in the Yukon rate zone, the Commission retired long-term debt totalling \$95.0 million, which amount was the transfer price for the fixed assets and related parts inventory.

The Government of Canada cancelled long-term debt of \$20.19 million and defaulted principal and interest of \$16.17 million. In addition, the Commission repaid the working capital advance of \$7.5 million.

As of March 31, 1987, the outstanding long-term debt totalled \$103.26 million, compared to \$235.05 million in 1985/86.



REPORT OF MANAGEMENT'S ACCOUNTABILITY

*The Honourable Bill McKnight, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development*

The accompanying financial statements are the responsibility of management and the Board of Directors of Northern Canada Power Commission. The financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Commission maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Commission's aims, and are protected from loss or unauthorized use and that the Commission acts in accordance with the laws of Canada. The Commission's management recognizes its responsibility for conducting the Commission's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to an agent of the Crown. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective review for the purpose of expressing his opinion on the financial statements. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this review are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation.

The Board of Directors acts as the Commission and is also the Audit Committee. The Committee meets regularly with management to review and monitor accounting and reporting practices and operations of the Commission. The Auditor General has access to this Committee, with and without management present, to discuss the results of his audit and examination and his opinion on the quality of financial reporting and the adequacy of financial management controls. The internal auditor also meets with the Committee to discuss the scope and results of his audits, and takes direction from the Committee.

J. W. Beaver
Chairman and Chief Executive Officer

R. A. Phillips
Comptroller



AUDITOR'S REPORT

To the Minister of Indian Affairs and Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1987 and the statements of operations, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1987 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, the transactions of the Commission that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with Part XII of the Financial Administration Act and regulations, the Northern Canada Power Commission Act, and the by-laws of the Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 4, 1987



Balance Sheet

as at March 31, 1987

ASSETS

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
Property and equipment		
In service (Note 4)	\$ 99,599	\$221,226
Projects under construction	10	176
	<u>99,609</u>	<u>221,402</u>
Current		
Cash and term deposits	15,877	17,718
Accounts receivable		
Utilities	13,673	14,282
Other	1,008	771
Inventories		
Fuel and lubricants	10,095	11,570
Other supplies	2,657	2,982
	<u>43,310</u>	<u>47,323</u>
	<u>\$142,919</u>	<u>\$268,725</u>

Approved by the Commission:

Chairman and Chief
Executive Officer

Member

**LIABILITIES**

	<u>1987</u>	<u>1986</u>
	<i>(thousands of dollars)</i>	
<i>Long-term</i>		
<i>Loans from Canada (Note 5)</i>	<u>\$ 96,129</u>	<u>\$224,839</u>
<i>Deferred credit</i>		
<i>Contributions in aid of construction</i>	<u>4,065</u>	<u>4,230</u>
<i>Current</i>		
<i>Due to Canada</i>		
<i>Overdue principal and related interest</i>	—	9,583
<i>Current portion of long-term loans</i>	7,130	10,214
<i>Accounts payable</i>	7,355	8,288
<i>Employee leave and termination benefits</i>	3,098	1,843
<i>Contractors' holdbacks</i>	196	189
	<u>17,779</u>	<u>30,117</u>
	<u>117,973</u>	<u>259,186</u>

EQUITY OF CANADA

<i>Contributed surplus — divestiture of operations (Notes 3(a) and 3(c))</i>	1,319	—
<i>Contingency reserve (Note 8)</i>	10,000	5,635
<i>Retained earnings</i>	13,627	3,904
	<u>24,946</u>	<u>9,539</u>
	<u>\$142,919</u>	<u>\$268,725</u>



Statement of Operations

for the year ended March 31, 1987

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
<i>Revenues</i>		
Sale of Power	\$90,776	\$80,457
Sale of heat	6,840	6,825
Other	1,597	1,482
	<u>99,213</u>	<u>88,764</u>
<i>Expenses</i>		
Operations and maintenance	59,498	54,577
Depreciation	11,577	11,070
Engineering and general administration (Note 6)	8,221	6,854
	<u>79,296</u>	<u>72,501</u>
Income from operations	19,917	16,263
Interest (Note 7)	22,521	21,524
Loss before extraordinary item	2,604	5,261
Extraordinary item (Notes 3(a) and 3(c))	1,319	—
Net loss for the year	<u>\$ 1,285</u>	<u>\$ 5,261</u>

Statement of Retained Earnings

for the year ended March 31, 1987

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
At beginning of the year	\$ 3,904	\$ 9,165
Net loss for the year	<u>1,285</u>	<u>5,261</u>
	2,619	3,904
Deficit related to Yukon operations written off (Note 3(a))	16,692	—
Transfer to contributed surplus —		
divestiture of operations (Notes 3(a) and 3(c))	(1,319)	—
Transfer to contingency reserve	(4,365)	—
At end of the year	<u>\$ 13,627</u>	<u>\$ 3,904</u>



Statement of Changes in Financial Position

for the year ended March 31, 1987

	<u>1987</u>	<u>1986</u>
	<i>(thousands of dollars)</i>	
<i>Operating activities</i>		
Reported net loss	\$ (1,285)	\$ (5,261)
Items not requiring an outlay of cash		
Depreciation	11,577	11,070
Overdue interest	5,469	7,762
Extraordinary item (Notes 3(a) and 3(c))	(1,319)	—
Decrease (increase) in trade balances	701	(1,896)
Decrease (increase) in inventories net of transfer to the Yukon Territory on devolution (Note 3 (a))	1,454	(931)
Funds provided by operating activities	<u>16,597</u>	<u>10,744</u>
<i>Investing activities</i>		
Expenditures for property and equipment	(13,013)	(4,040)
Disposal of property and equipment	63	847
Net funds used in investing activities	<u>(12,950)</u>	<u>(3,193)</u>
<i>Financing activities</i>		
Long term debt retirement	(17,088)	(8,015)
Long term loans from Canada	11,600	3,900
Net funds used in financing activities	<u>(5,488)</u>	<u>(4,115)</u>
<i>Non-cash activities related to the devolution of operations in the Yukon Territory</i>		
Disposal of assets	95,000	—
Reduction of long term debt	(95,000)	—
Net non-cash activities	<u>—</u>	<u>—</u>
Net increase (decrease) in funds	(1,841)	3,436
Funds at beginning of the year (cash and term deposits)	17,718	14,282
Funds at end of the year	<u>\$ 15,877</u>	<u>\$ 17,718</u>



Notes to Financial Statements

March 31, 1987

1. Authority and objective

The Northern Canada Power Commission is a Crown corporation named in Schedule C, Part I, to the Financial Administration Act and operates under the Northern Canada Power Commission Act. The Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories, the Yukon Territory and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada. As explained in Note 3, under the authority of the Northern Canada Power Commission Yukon Assets Disposal Authorization Act effective March 31, 1987, the Commission's business activities in the Yukon Territory were transferred to the Yukon Power Corporation, owned by the Government of the Yukon Territory.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of the significant accounting policies of the Commission is as follows:

Property and equipment

Property and equipment, including that donated to the Commission by Canada and others, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

For normal retirements, the cost of property and equipment retired less disposal proceeds is charged or credited to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations. Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances are reflected in the results of operations for the year.

Depreciation

Depreciation of property and equipment, financed by loans from Canada, and in service prior to March 31, 1977, excluding the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Property and equipment, financed by loans from Canada and in service subsequent to March 31, 1977, the Head Office building, property and equipment purchased from internally generated funds, and donated plants and extensions, are depreciated on the straight-line method.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30-50 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20-30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20-30 years
Office and general equipment	5-15 years
Motor vehicles	4 years

Deferred credit

Deferred credit represents contributions from Canada and others to aid the construction and acquisition of property and equipment, and is amortized over the estimated economic lives of the respective donated property and equipment.



Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for any decline in value of slow-moving inventory.

Employee termination benefits

Employees are entitled to specified benefits on termination as provided for under labour contracts and conditions of employment. The liability for these payments is recorded in the accounts as the benefits accrue to the employees.

Pension plan

All employees are covered by the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. Contributions to the Plan are required from both the employee and the Commission. These contributions represent the total liability of the Commission and are recognized in the accounts on a current basis.

Grants in lieu of taxes

Grants in lieu of taxes are based on estimated municipal assessments adjusted in accordance with the Municipal Grants Act. Grants are paid after the amounts have been audited by the Municipal Grants Division of Public Works Canada.

3. Devolution

On November 5, 1985, the Minister of Indian Affairs and Northern Development agreed to a Memorandum of Understanding with the territorial ministers representing the Governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory, to transfer Northern Canada Power Commission to the territorial governments.

(a) Yukon Territory

The Northern Canada Power Commission Yukon Assets Disposal Authorization Act came into effect on March 31, 1987 and provides that the Commission's business operations related to the Yukon Territory be transferred to the Yukon Power Corporation, owned by the Government of the Yukon Territory. In exchange for the fixed assets and related parts inventory, the consideration was \$95,000,000, which amount was applied against the debts and obligations of the Commission due to the Government of Canada in relation to the Commission's business operations in the Yukon Territory. The application of the financial terms of the Act has created an extraordinary gain as follows:

	<i>(thousands of dollars)</i>
<i>Long term debt and interest forgiven and written off</i>	<i>\$ 46,358</i>
<i>Loss on the transfer of fixed assets</i>	<i>(27,938)</i>
<i>Loss on transfer of related parts inventory</i>	<i>(346)</i>
<i>Write-off of accumulated deficit</i>	<i>(16,692)</i>
<i>Extraordinary gain on the devolution of Yukon operations</i>	<i><u>\$ 1,382</u></i>

The gain is recognized on the statement of income as an extraordinary item, and on the balance sheet an equivalent amount is credited to contributed surplus — divestiture of operations.

(b) Northwest Territories

The terms and conditions of divestiture to the Government of the Northwest Territories had not been determined at the time of preparation of these financial statements.

(c) Field, B.C.

Order in Council PC 1987 - 7/955 of May 7, 1987 authorizes the Commission to sell the assets of Field, B.C. rate zone. The net book value of these assets as at March 31, 1987 has been written down by \$63,000 to reflect the accepted bid price of \$61,000. An agreement of sale was not signed at the time of preparation of these financial statements.



4. Property and equipment in service

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
Electric power plants	\$124,883	\$245,984
Transmission and distribution systems	25,832	43,724
Other utilities	3,687	3,687
Staff accommodation	3,430	3,891
Warehouses, motor vehicles and general facilities	7,415	8,223
	165,247	305,509
Less accumulated depreciation	65,648	84,283
	<u>\$ 99,599</u>	<u>\$221,226</u>

5. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan, including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council.

In 1979, the Commission received a working capital loan of \$7,500,000 which was repaid on March 31, 1987.

At March 31, 1987, loans for capital expenditures carried interest at rates ranging from 4.125% to 15.625% with a weighted average interest rate of 9.234% (1986 — 10.168%). Borrowings during the year were at an average interest rate of 9.15% (1986 — 10.5%).

Loans from Canada mature as follows:

	(thousands of dollars)
1988	\$ 7,130
1989	7,254
1990	6,964
1991	7,132
1992	6,554
1993 - 2024	68,225
	103,259
Less current portion	7,130
	<u>\$ 96,129</u>

6. Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$344,000 (1986 — \$287,000) allocated to capital projects.

7. Interest

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term loans from Canada	\$25,057	\$23,699
Income from term deposits and receivables	2,536	2,175
	<u>\$22,521</u>	<u>\$21,524</u>

8. Contingency reserve

Order in Council PC 1980-1989 of July 24, 1980, authorizes the Commission to establish a contingency reserve which is not to exceed \$10 million. The contingency reserve is non-funded.



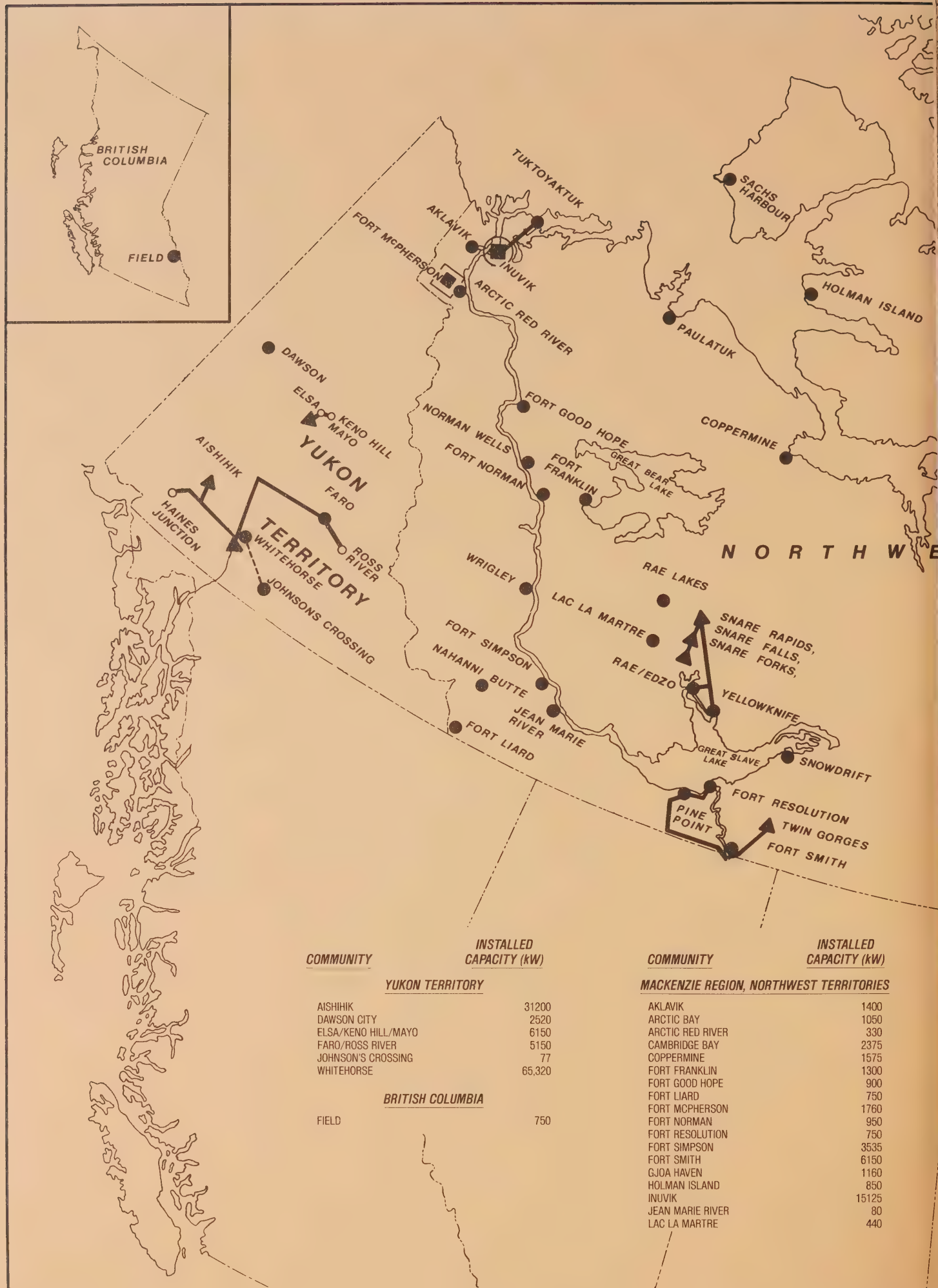
9. Commitments

At March 31, 1987, the estimated committed cost to complete capital projects is approximately \$797,000 (1985 — \$8,373,000).

10. Segmentation

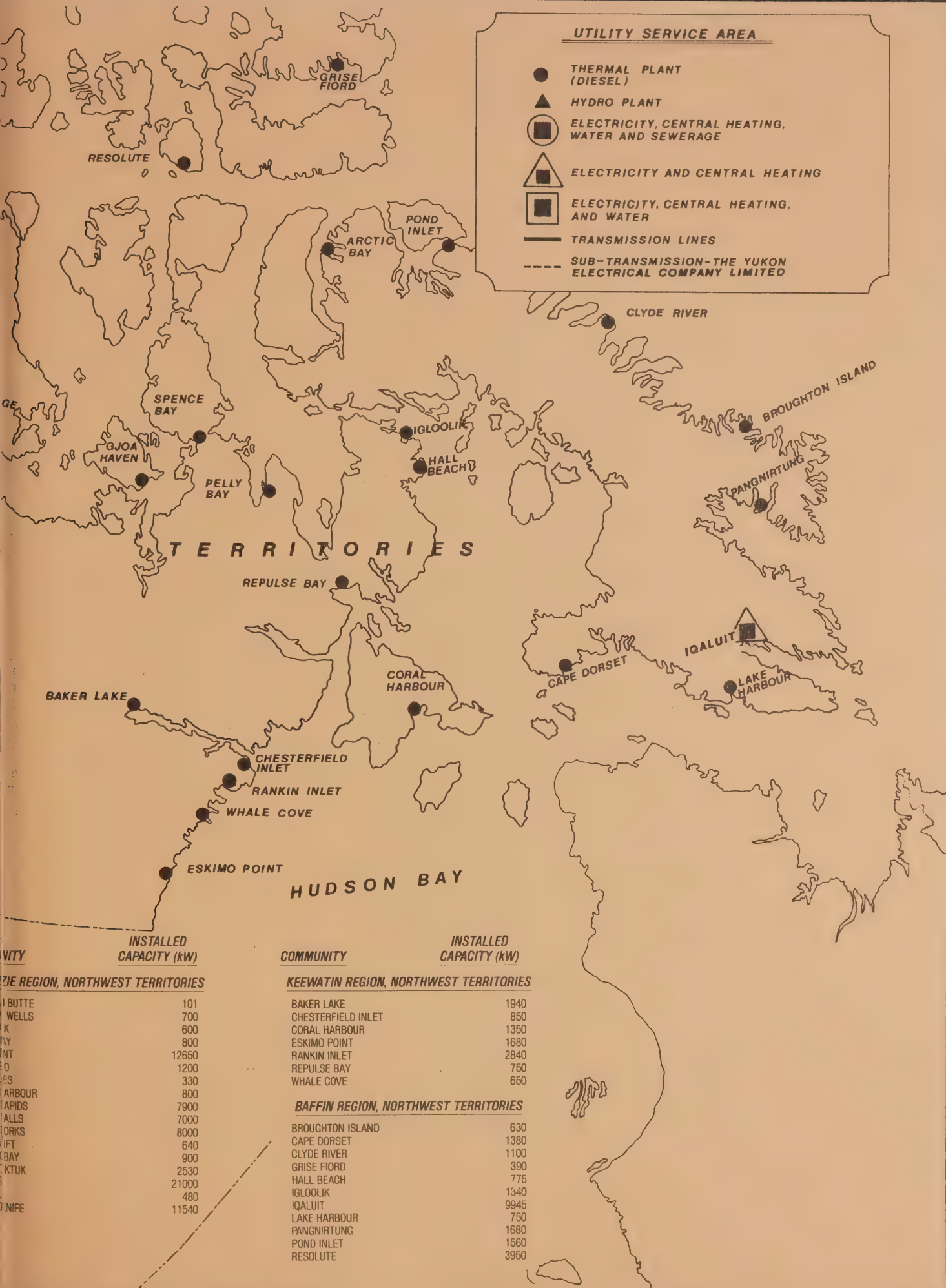
The Commission operates predominantly as one industry, that being the generation and distribution of electric power. Most expenses are directly attributable to the geographic rate zones, and common expenses are allocated among the rate zones. Identifiable assets are those assets that are used in the operation of each rate zone. Corporate assets are primarily the property in Edmonton, cash and term deposits.

	1987	1986
	(thousands of dollars)	
<i>Revenues</i>		
Northwest Territories	\$ 79,148	\$ 74,965
Yukon Territory	19,709	13,281
Field, B.C.	356	518
	<u>\$ 99,213</u>	<u>\$ 88,764</u>
<i>Net income (loss)</i>		
Northwest Territories	\$ 3,720	\$ 4,354
Yukon Territory	(6,361)	(9,751)
Field, B.C.	37	136
	<u>\$ (2,604)</u>	<u>\$ (5,261)</u>
<i>Retained earnings</i>		
Northwest Territories	\$ 13,123	\$ 13,800
Yukon Territory	—	(10,331)
Field, B.C.	504	435
	<u>\$ 13,627</u>	<u>\$ 3,904</u>
<i>Identifiable assets</i>		
Northwest Territories	\$122,628	\$127,601
Yukon Territory	2,477	121,685
Field, B.C.	130	176
Corporate	17,684	19,263
	<u>\$142,919</u>	<u>\$268,725</u>
<i>Long term debt including current portion</i>		
Northwest Territories	\$102,248	\$104,240
Yukon Territory	—	122,129
Field, B.C.	—	—
Corporate	1,011	8,684
	<u>\$103,259</u>	<u>\$235,053</u>
<i>Depreciation expense</i>		
Northwest Territories	\$ 7,763	\$ 7,185
Yukon Territory	3,683	3,759
Field, B.C.	19	13
Corporate	112	113
	<u>\$ 11,577</u>	<u>\$ 11,070</u>
<i>Capital expenditures</i>		
Northwest Territories	\$ 5,437	\$ 3,454
Yukon Territory	7,210	523
Field, B.C.	52	—
Corporate	314	63
	<u>\$ 13,013</u>	<u>\$ 4,040</u>



COMMUNITY	INSTALLED CAPACITY (kW)
YUKON TERRITORY	
AISHIHIK	31200
DAWSON CITY	2520
ELSA/KENO HILL/MAYO	6150
FARO/ROSS RIVER	5150
JOHNSON'S CROSSING	77
WHITEHORSE	65,320
BRITISH COLUMBIA	
FIELD	750

COMMUNITY	INSTALLED CAPACITY (kW)
MACKENZIE REGION, NORTHWEST TERRITORIES	
AKLAVIK	1400
ARCTIC BAY	1050
ARCTIC RED RIVER	330
CAMBRIDGE BAY	2375
COPPERMINE	1575
FORT FRANKLIN	1300
FORT GOOD HOPE	900
FORT LIARD	750
FORT MCPHERSON	1760
FORT NORMAN	950
FORT RESOLUTION	750
FORT SIMPSON	3535
FORT SMITH	6150
GJOA HAVEN	1160
HOLMAN ISLAND	850
INUVIK	15125
JEAN MARIE RIVER	80
LAC LA MARTRE	440





Sommaire Des Statistiques Financières (000\$)

RELEVÉ DES GAINS											
1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978		
Revenu	90 776	80 457	80 128	73 749	70 826	66 598	49 579	44 187	39 561	33 914	
Ventes d'électricité	80 457	68 25	6 601	7 043	7 098	5 602	5 272	4 046	3 945	3 234	
Ventes d'énergie calorifique	1 597	1 482	1 414	1 127	1 333	1 163	1 063	812	972	737	
Divers	99 213	88 764	88 143	81 919	79 257	73 363	55 914	49 045	44 478	37 885	
Exploitations et entretien	59 498	54 577	53 051	47 764	45 200	48 168	32 912	26 543	22 601	16 739	
Administration technique et générale	8 221	6 854	5 956	5 577	4 991	4 447	3 470	3 060	2 604	2 712	
Amortissement	11 577	10 170	10 118	7 843	6 971	6 367	5 481	4 460	3 807	3 807	
Intérêt — Net	22 521	21 524	13 143	14 879	14 843	13 956	13 871	13 952	14 877	14 250	
Revenu Net (Pertes)	(2 604)	(5 261)	5 875	5 856	7 252	425	(400)	9	(64)	377	
extraordinaire	1 319	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Revenu Net (Pertes)	(1 285)	(5 261)	5 875	5 856	7 252	425	(400)	9	(64)	377	
Depenses	59 498	54 577	53 051	47 764	45 200	48 168	32 912	26 543	22 601	16 739	
Exploitations et entretien	59 498	54 577	53 051	47 764	45 200	48 168	32 912	26 543	22 601	16 739	
Administration technique et générale	8 221	6 854	5 956	5 577	4 991	4 447	3 470	3 060	2 604	2 712	
Amortissement	11 577	10 170	10 118	7 843	6 971	6 367	5 481	4 460	3 807	3 807	
Intérêt — Net	22 521	21 524	13 143	14 879	14 843	13 956	13 871	13 952	14 877	14 250	
Revenu Net (Pertes)	(2 604)	(5 261)	5 875	5 856	7 252	425	(400)	9	(64)	377	
extraordinaire	1 319	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Revenu Net (Pertes)	(1 285)	(5 261)	5 875	5 856	7 252	425	(400)	9	(64)	377	
Activités d'exploitation	14 442	13 571	15 928	13 858	14 234	6 793	5 678	5 546	5 303	6 302	
Fonds provenant des exploitations	14 442	13 571	15 928	13 858	14 234	6 793	5 678	5 546	5 303	6 302	
Fonds de roulement (pas en espèces)	2 155	(2 827)	(153)	(1 510)	351	(5 225)	(783)	331	655	(1 411)	
Fonds fournis par des activités d'exploitation	16 597	10 744	15 775	12 348	14 585	1 568	4 895	5 877	5 958	4 891	
Activités d'investissement	(13 013)	(4 040)	(12 344)	(30 098)	(34 204)	(9 488)	(5 606)	(3 674)	(6 136)	(8 703)	
Depenses pour biens fonds et équipement	63	847	7 382	—	4	61	68	13	563	1 883	
Vente de biens — fonds et d'équipement	(12 950)	(3 193)	(4 962)	(30 098)	(34 200)	(9 427)	(5 538)	(3 661)	(5 573)	(6 820)	
Activités de financement	(17 088)	(8 015)	(13 876)	(131 315)	(6 186)	(5 726)	(5 529)	(4 990)	(4 922)	(10 370)	
Remboursement des dettes à long terme	11 600	3 900	5 000	141 560	39 457	9 982	5 000	4 000	13 600	8 088	
Emprunts à long terme auprès du Canada	(5 488)	(4 115)	(8 876)	10 245	33 271	4 256	(529)	(990)	8 678	(2 282)	
Fonds (utilisés) fournis par des activités de financement	(1 841)	3 436	1 937	(7 505)	13 656	(3 603)	(1 172)	1 226	9 063	(4 211)	
Augmentation (Diminution) en équivalents liquides	(1 841)	3 436	1 937	(7 505)	13 656	(3 603)	(1 172)	1 226	9 063	(4 211)	

RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIERE

Biens	165 247	305 509	302 838	283 998	220 252	215 590	211 691	209 183	205 530	197 840	
Propriété et équipement au prix coûtant	165 247	305 509	302 838	283 998	220 252	215 590	211 691	209 183	205 530	197 840	
Amortissement accumulé	(65 648)	(84 283)	(74 032)	(54 106)	(49 996)	(43 318)	(37 492)	(32 414)	(27 280)	(23 062)	
Construction en cours	10	176	42 470	40 279	43 703	31 505	28 467	27 247	24 887	14 855	
Biens courants	43 310	47 323	42 470	40 279	43 703	31 505	28 467	27 247	24 887	14 855	
Responsabilités et Securit�s du Canada	24 946	9 539	14 800	8 925	3 069	(4 183)	(4 608)	(4 208)	(4 217)	(4 153)	
Surplus (déficit)	96 129	224 839	231 336	240 797	223 671	190 971	187 175	188 338	189 879	181 622	
Det�te � long terme	4 065	4 230	4 286	20 697	25 007	25 543	23 667	21 424	19 408	17 279	
Crédit reporté	17 779	30 117	21 383	20 697	25 007	25 543	23 667	21 424	19 408	17 279	
Det�te actuelle	142 919	268 725	271 805	270 419	251 747	212 331	206 234	205 554	205 070	194 748	



RÉSUMÉ STATISTIQUE

Année terminée le

31 mars

DONNÉES

GÉNÉRALES

Nombre — centrales

— employés

— employés

à forfait

ÉNERGIE

ELECTRIQUE

Capacité de

production

(en milliers de kW)

Hydraulique

Thermique

TOTAL

POURCENTAGE DE CAPACITÉ

HYDRAULIQUE

CHARGE DE POINTE

NETTE

(en milliers de kW)

Production

(en millions de kWh)

Hydraulique

Thermique

TOTAL

POURCENTAGE DE GÉNÉRATION

HYDRAULIQUE

VENTES

(en millions de kWh)

POURCENTAGE DES VENTES DE

GÉNÉRATION

COMBUSTIBLE CONSOMMÉ

(littres 10⁶)

CHALEUR ET EAU

Ventes d'énergie

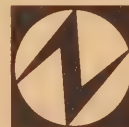
calorifique

(en milliards de BTU)

Ventes d'eau

(littres 10⁶)

1987	56	322	20	124	138	262	47	155	687	886	78	796	90	71	330	821
1986	56	320	22	122	146	268	46	134	534	715	75	636	89	68	335	808
1985	56	330	24	122	146	268	46	136	536	718	75	636	89	66	334	741
1984	56	326	25	122	145	267	46	126	491	660	74	581	88	65	353	700
1983	56	331	25	102	143	245	42	139	495	692	72	616	89	72	381	622
1982	56	333	25	102	142	244	42	151	528	831	64	747	90	102	390	725
1981	56	304	26	102	142	244	42	142	556	76	72	692	90	80	408	673
1980	56	303	26	102	142	244	42	131	585	760	77	685	90	70	365	682
1979	56	304	25	102	142	244	42	135	568	747	76	672	90	67	422	705
1978	56	310	26	102	134	236	43	131	590	735	80	633	86	60	415	850



Etat de L'exploitation Tarifaire pour l'année terminée le 31 mars 1987

TOTAL	C.B.	T.Y.	T.N.-O.	(en milliers de dollars)
90 776	351	19 590	70 835	Recettes
6 840	—	—	6 840	Vente de courant
1 597	5	119	1 473	Vente de chaleur
99 213	356	19 709	79 148	Autre recette
59 498	276	5 372	53 850	Dépenses
8 221	36	1 986	6 199	Exploitation et entretien
11 577	20	3 698	7 859	Administration générale et services d'ingénierie
79 296	332	11 056	67 908	Amortissement
19 517	24	8 653	11 240	Bénéfice avant la dépense d'intérêt
22 521	(13)	15 014	7 520	Dépense d'intérêt, nette
(2 604)	37	(6 361)	3 720	Bénéfice net pour l'exercice — le 31 mars 1987
(5 261)	136	(9 751)	4 354	Bénéfice net (perte) pour l'exercice — le 31 mars 1986

Analyse des Ventes D'électricité année terminée le 31 mars 1987

T.N.-O.			T.Y.			AUTRES		
Millions	\$000	Moyen c	Millions	\$000	Moyen c	Millions	\$000	Moyen c
de kWh		par kWh	de kWh		par kWh	de kWh		par kWh
En gros	9 663	101,8	9 49	154,4	5,94			
Industriel	14 060	183,3	7 439	170,9	4,35			
Domestique	22 985	82,4	1 119	8,5	13,16	105		0,5
Commercial	23 595	80,7	1 826	9,7	18,81	243		0,7
Eclairage des rues	532	2,8	41	0,2	20,50	3		0,1
Total	70 835	451,0	19 590	343,7	5,70	351		1,3
								27,00

EXPLOITATION DES USINES (\$000)

Investissement de capital	—	158 552	—	249	0.71	0.19
Investissement par \$ revenu	—	2.24	—	—	—	—
Investissement par kWh vendu	—	0.35	—	—	—	—
CONSUMMATEURS	—	13 419	1 480	156	—	—
— Détail (domestique)	—	3	2	—	—	—
— Industriel	—	1	1	—	—	—
— En gros	—	1	1	—	—	—



1. Opérations entre apparentés

En plus des opérations mentionnées aux notes 3, 5 et 7, la Commission effectuée un nombre appréciable d'opérations avec le gouvernement du Canada et ses organismes ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces opérations et les soldes qui en découlent comprennent:

	1987	1986
(en milliers de dollars)		
Vente d'énergie et de chaleur	\$43 869	\$43 957
Achat de combustible	9 088	8 956
Cotisations au Régime de pensions de retraite de la Fonction Publique	742	711
Bons du trésor et intérêt couru	14 494	10 212
Débiteurs	7 338	4 845
Creditaires	1 959	2 203

De plus, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.



9. Engagements

Au 31 mars 1987, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations se chiffre à environ \$797,000 (1985 — \$8,373,000).

10. Segmentation

La Commission exploite principalement une seule entreprise, soit la production et la distribution de courant électrique. La plupart des dépenses sont directement attribuables aux zones de tarifications géographiques, et les dépenses communes sont réparties entre ces zones. Les éléments d'actif sectoriels sont utilisés pour l'exploitation de chacune des zones de tarification, alors que les éléments d'actif non sectoriels sont formés principalement des biens à Edmonton, de l'encoisse et des dépôts à terme.

	1987	1986
Recettes	\$ 79 148	\$ 74 965
Territoires du Nord-Ouest	19 709	13 281
Field, C-B	356	518
Bénéfice net (perte nette)	\$ 3 720	\$ 4 354
Territoires du Nord-Ouest	(6 361)	(9 751)
Field, C-B	37	136
Bénéfices non répartis	\$ (2 604)	\$ (5 261)
Territoires du Nord-Ouest	13 123	\$ 13 800
Field, C-B	504	435
Eléments d'actif sectoriels	\$ 13 627	\$ 3 904
Territoires du Nord-Ouest	\$122 628	\$127 601
Field, C-B	2 477	121 685
Eléments d'actif non sectoriels	17 684	19 263
Territoires du Nord-Ouest	\$142 919	\$268 725
Dettes à long terme y compris la tranche à court terme	\$102 248	\$104 240
Territoires du Nord-Ouest	—	122 129
Field, C-B	1 011	8 684
Eléments d'actif non sectoriels	\$103 259	\$235 053
Dépense d'amortissement	\$ 7 763	\$ 7 185
Territoires du Nord-Ouest	3 683	3 759
Field, C-B	112	113
Eléments d'actif non sectoriels	\$ 11 577	\$ 11 070
Dépenses en immobilisations	\$ 5 437	\$ 3 454
Territoires du Nord-Ouest	7 210	523
Field, C-B	52	—
Eléments d'actif non sectoriels	314	63
	\$ 13 013	\$ 4 040

(en milliers de dollars)



4. Biens-fonds et matériel en service

	1987	1986
Centrales hydro-électriques	\$124 883	\$245 984
Réseau de transmission et de distribution	25 832	43 724
Autres services publics	3 687	3 687
Locaux du personnel	3 430	3 891
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	7 415	8 223
Moins l'amortissement accumulé	165 247	305 509
	65 648	84 283
	\$ 99 599	\$221 226

5.

Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses d'immobilisations sous forme de prêts portant intérêt. L'intérêt aux taux regnants s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et est ajouté à la somme empruntée. Le montant total du prêt, comprenant l'intérêt couru, est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil.

En 1979, la Commission a reçu un prêt de \$7,500,000 qui a été remboursé en 1987.

Au 31 mars, 1987 les emprunts pour les dépenses d'immobilisations portaient intérêt à des taux variant de 4,125% à 15,625% avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 9,234% (1986 — 10,168%). Les emprunts au cours de l'exercice furent consentis à un taux d'intérêt moyen de 9,15% (1986 — 10,5%).

Voici les échéances fixées pour les emprunts auprès du Canada:

1988	\$ 7 130
1989	7 254
1990	6 964
1991	7 132
1992	6 554
1993 - 2024	68 225
	103 259
	7 130
	\$ 96 129

(en milliers de dollars)

6.

Dépenses d'administration générale et services de génie

Les dépenses d'administration générale et services de génie ont été réduites d'une somme de \$344,000 (1986 — \$287,000) attribuée aux projets d'immobilisations.

7. Intérêt

Intérêt sur les emprunts à long terme auprès du Canada	\$25 057	\$22 521
Revenu provenant des dépôts à terme et des débiteurs	2 536	2 175
	\$23 699	\$21 524

(en milliers de dollars)

8. Réserve pour les imprévus

Le décret C.P. 1980-1989 du 24 juillet 1980, autorise la Commission à établir une réserve pour les imprévus qui ne doit pas dépasser \$10 millions. La réserve pour les imprévus n'est pas cotisable.



Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie pour tenir compte de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.

Prestations de cessation d'emploi

Les employés ont droit à des prestations particulières lors de leur départ comme le prévoient leurs contrats de travail et leurs conditions d'emploi. Le passif à l'égard de ces versements est inscrit aux comptes à mesure que les prestations s'accumulent aux employés.

Régime de retraite

Tous les employés font partie du Régime de pensions de retraite de la fonction publique géré par le gouvernement du Canada. Les cotisations au Régime sont exigées à la fois des employés et de la Commission. Ces cotisations représentent à la limite le passif de la Commission et elles sont portées aux comptes de façon courante.

Subventions tenant lieu de taxes

Les subventions tenant lieu de taxes sont fondées sur une estimation des évaluations municipales rajustées en conformité de la Loi sur les subventions aux municipalités. Les subventions sont versées après que les sommes ont été vérifiées par la Division des subventions aux municipalités de Travaux publics Canada.

3. Dévolution

Le 5 novembre 1985, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec les ministres représentants des gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest en vue de procéder au transfert de la Commission d'énergie du Nord canadien aux gouvernements territoriaux.

(a) Territoire du Yukon

La Loi sur l'autorisation de la vente de l'actif de la Commission d'énergie du Nord canadien est entrée en vigueur le 31 mars 1987 et stipule que les activités commerciales de la Commission ayant rapport avec le territoire du Yukon soit transféré à la Yukon Power Corporation, propriété du gouvernement du Yukon. En échange, en ce qui touche aux immobilisations et aux parties connexes du stock, le montant à considérer était de \$95,000,000 l'adite somme appliquée contre les dettes et les obligations de la Commission payable au gouvernement du Canada vis-à-vis des activités commerciales de la Commission dans le Territoire du Yukon. La mise en application des termes financiers de la Loi a créé un gain exceptionnel comme suit:

La dette à long terme et l'intérêt pardonné et passé au profits et pertes	\$ 46 358
Perte sur le transfert des immobilisations	(27 938)
Perte sur le transfert des pièces connexes du stock	(346)
Passation aux profits et pertes du déficit accumulé	(16 692)
Gain exceptionnel à la dévolution des exploitations au Yukon	\$ 1 382

Le gain est reconnu sur la déclaration de revenu comme un article exceptionnel, et sur le bilan un montant équivalent est porté au crédit du surplus contribué — la dépossession des exploitations.

(b) Territoires du Nord-Ouest

Les termes et conditions de la dépossession en faveur du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest n'avaient pas été fixés au moment de la préparation de ces états financiers.

(c) Field, C-B

Le décret C.P. 1987-7/955 du 7 mai 1987 autorise la Commission de vendre l'actif de la zone tarifaire de Field, en C-B. La valeur comptable nette de ces immobilisations au 31 mars 1987 a été réduite de \$63,000 afin de refléter l'offre d'achat acceptée de \$61,000. Le contrat de vente n'a pas été signé au moment où ces états financiers ont été préparés.



Notes afférentes aux états financiers

au 31 mars 1987

1. Pouvoir et objectif

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société d'Etat nommée à l'Annexe C, Partie I de la Loi sur l'administration financière et elle est exploitée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services d'utilité publique, sur une base d'autosuffisance aux Territoires du Nord-Ouest, au Territoire du Yukon et avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada. Comme cela a été expliqué dans la note 3, sous l'autorité de la Loi sur l'autorisation de la vente de l'actif de la Commission d'énergie du Nord canadien au Yukon, entrés en vigueur le 31 mars 1987, les activités commerciales au Territoire du Yukon ont été transférées à la Yukon Power Corporations, appartenant au gouvernement du Territoire du Yukon.

2. Conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés appropriés vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Voici le résumé des principales conventions comptables de la Commission:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, y compris les dons faits à la Commission par le Canada, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement accumulé. Le coût des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les coûts directs de biens et de services, la coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt au taux régnant, sur les fonds empruntés pour financer les projets de construction pendant la durée de la construction et une partie des frais des services de génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Quant aux mises hors services normales, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation est imputé ou crédité à l'amortissement accumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats. Des gains ou des pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel résultant de circonstances exceptionnelles sont présentés dans les résultats pour l'année.

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada, mis en service avant le 31 mars 1977, à l'exception de l'immeuble du siège social est calculé en tant que somme équivalente au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts sont remboursés sous la forme de rente pour la durée économique des éléments d'actif. Les biens fonds et le matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada et mis en service après le 31 mars 1977, l'immeuble du siège social, les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, et les dons de centrales et de prolongements sont amortis selon la méthode linéaire.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont calculés en fonction des durées économiques estimatives que voici pour les principales catégories d'éléments de l'actif:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Bâtiments	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	5 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans
Credit reporté	

Le crédit reporté comprend les contributions du Canada et d'autres provenances en aide à la construction et à l'acquisition de biens-fonds et de matériel. Le taux d'amortissement est calculé en fonction de la durée économique estimative des biens-fonds ou du matériel en cause.



Relevé des changements dans la situation financière pour l'année

se terminant le 31 mars, 1987

1987	1986	(en milliers de dollars)
Activités d'exploitation		
Perte nette signalée	\$ (1 285)	\$ (5 261)
Articles n'exigeant pas de versements en espèce		
Amortissement	11 577	11 070
Intérêt échu	5 469	7 762
Item exceptionnel (notes 3(a) et 3(c))	(1 319)	—
Diminution (augmentation) dans les balances commerciales	701	(1 896)
Diminution (augmentation) des stocks net du transfert au territoire du Yukon des la dévolution (note 3 (a))	1 454	(931)
Fonds fournis par des activités d'exploitation	16 597	10 744
Activités d'investissement		
Dépenses pour biens fonds et matériel	(13 013)	(4 040)
Vente de biens-fonds et matériel	63	847
Fonds net utilisés dans desactivités d'investissement	(12 950)	(3 193)
Activités de financement		
Remboursement de la dette à long terme	(17 088)	(8 015)
Emprunts à long terme auprès du Canada	11 600	3 900
Fonds net utilisés dans des activités de financement	(5 488)	(4 115)
Activités non financières ayant rapport avec la dévolution des opérations dans le Territoire du Yukon		
Vente de l'actif	95 000	—
Diminution de la dette à long terme	(95 000)	—
Activités nettes non financières	—	—
Augmentation (diminution) net des fonds	(1 841)	3 436
Fonds au commencement de l'année	17 718	14 282
(espèces et dépôts à terme)	\$ 15 877	\$ 17 718
Fonds à la fin de l'exercice		



Etat de l'exploitation

pour l'année se terminant le 31 mars 1987

1987	1986	(en milliers de dollars)
\$90 776	\$80 457	
6 840	6 825	Vente de courant
1 597	1 482	Vente de chaleur
99 213	88 764	Autres recettes
59 498	54 577	Revenues
Exploitation et entretien		
Amortissement		
Administration générale et services d'ingénierie (note 6)		
79 296	72 501	Dépenses
19 917	16 263	Recettes des exploitations
22 521	21 524	Intérêt (note 7)
2 604	5 261	Perte avant article exceptionnel
1 319	—	Article exceptionnel (notes 3(a) et 3(c))
\$ 1 285	\$ 5 261	Nette perte pour l'exercice

Etat des bénéfices non repartis pour l'année se

terminant le 31 mars 1987

1987	1986	(en milliers de dollars)
\$ 3 904	\$ 9 165	
1 285	5 261	Nette perte pour l'année
2 619	3 904	
16 692	—	Déficit ayant rapport aux exploitations du Yukon passé aux profits et pertes (note 3(a))
—	—	Transfert au surplus contrbué — dépossession des exploitations (notes 3(a) et 3(c))
(1 319)	—	Transfert à la réserve pour imprévus
(4 365)	—	A la fin de l'exercice
\$ 13 627	\$ 3 904	



PASSIF

1987	1986
(en milliers de dollars)	
A long terme	
Emprunts auprès du Canada (note 5)	\$ 96 129
Crédit reporté	
Contribution en aide à la construction	4 065
A court terme	
A payer au Canada	
Capital en souffrance et intérêt connexe	
Tranche à court terme des emprunts à long terme	7 130
Crediteurs	7 355
Congés et indemnités de cessation d'emploi des employés	3 098
Retenues des entrepreneurs	196
	17 779
	117 973
	259 186
AVOIR DU CANADA	
Surplus contribué-dépossession des exploitations (notes 3(a) et 3(c))	1 319
Réserve pour imprévus (note 8)	10 000
Bénéfices non répartis	13 627
	24 946
	\$142 919
	9 539
	3 904
	5 635
	—
	\$268 725



Bilan

au 31 mars 1987

ACTIF

Bien-funds et matériel

En service (note 4)

Projets en voie de construction

A court terme

Encaisse et dépôts à terme

Debiteurs

Services publics

Autres débiteurs

Stocks

Combustibles et lubrifiants

Autres fournitures

1987	1986
(en milliers de dollars)	
\$ 99 599	\$ 221 226
10	176
99 609	221 402
15 877	17 718
13 673	14 282
1 008	771
10 095	11 570
2 657	2 982
43 310	47 323

(en milliers de dollars)

\$ 99 599 \$221 226

10	176
----	-----

99 609 221 402

15877 17718

000 44 020 04

13673	14282
1008	774

111 8001

10 005 11 570

10095	2657
11570	2082

$$\begin{array}{r} 7867 \\ \hline \end{array}$$

43 310 47 323

\$142 919

\$142 919	\$268 725
-----------	-----------

Approuvé par la Commission:

le Président-directeur général

un Membre



RAPPORT DU VERIFICATEUR

Au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1987 ainsi que l'état des opérations, des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugé nécessaires dans les circonstances.

A mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1987 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, à mon avis, les opérations de la Commission dont j'ai eu connaissance au cours de ma vérification des états financiers ont été effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la Partie XII de la Loi sur l'administration financière et ses règlements, à la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et aux règlements administratifs de la Commission.

Raymond Dubois, C.A.
Sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa, Canada
June 4, 1987



RAPPORT SUR LA RESPONSABILITE DIRECTORIALE

L'honorable Bill McKnight, C.P., M.P.,
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Les états financiers ci-joints relèvent de la responsabilité de la direction et de l'administration de la Commission d'énergie du Nord canadien. Ces états ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus qui conviennent aux circonstances.

La Commission observe des pratiques et maintient un système financier et une organisation directoriale internes qui son destinées à donner l'assurance raisonnable de la disponibilité et l'opportunité des informations financières et non financières certaines et de l'acquisition économique de l'actif. L'ensemble des contrôles est aussi conçu pour assurer que l'actif est protégé contre la perte et l'utilisation non autorisée et qu'il est employé aux fins d'avancer les buts et objectifs de la Commission, qui est elle-même assurée d'agir en conformité avec les lois du Canada. La direction de la Commission reconnaît sa responsabilité de gérer les affaires de la Commission en conformité avec les dispositions des lois et des principes applicables, et de maintenir des lignes de conduite qui conviennent à un représentant de la couronne. Un vérificateur interne vérifie le bon fonctionnement des systèmes directorial et financier aux fins d'en promouvoir l'observation et d'en identifier les exigences changées ou les améliorations nécessaires.

Le vérificateur général du Canada fournit chaque année un rapport critique indépendant et objectif sur la manière avec laquelle la Commission s'est acquittée de sa responsabilité de donner un compte-rendu juste et équilibrable des résultats opérationnels et de la situation financière de la Commission en conformité avec les principes comptables généralement reconnus. De plus, il considère la question de si les transactions qu'il note au cours de l'examen sont conformes à la législation prévue, sous trait rapport important. La Commission en a fait la demande, et le vérificateur financier et directorial de la Commission.

Le conseil d'administration agit en commission et également en comité de vérification. Le comité s'assemble en réunions régulières avec la direction aux fins de réviser et de contrôler les pratiques de l'exercice de la comptabilité et de la méthode du reportage et d'évaluer les opérations de la Commission. Le vérificateur général a accès à ce comité, la direction étant présente ou non, pour discuter les résultats de la vérification et de l'examen et pour donner son opinion sur la qualité du compte-rendu financier et sur l'efficacité adéquate des contrôles de la gestion financière. Le vérificateur interne rencontre le comité aussi afin de discuter la portée et les résultats de sa vérification et prend ses directives de la Commission.

J. W. Beaver
Le Président-directeur général

R. A. Phillips
Comptroller



DEPENSES

Les dépenses totales s'élevèrent à \$101,82 millions, une hausse de \$7,79 millions par rapport à l'année précédente.

Les dépenses de financement absorbèrent 22,7% du revenu total en 1986/87. Les coûts élevés associés à la mise en service d'une nouvelle usine ainsi que des niveaux de dettes un peu plus élevés furent compensés par le revenu sur des investissements.

Les dépenses de l'amortissement augmentèrent de \$0,5 million approximativement ou 4,6% par rapport à 1985/86.

La hausse résulta de la progression naturelle de la méthode d'amortissement à annuité, combinée avec les frais de dépréciation des installations additionnelles mises en service.

Les coûts relatifs à l'énergie qui comprennent essentiellement les combustibles et l'énergie achetée diminuèrent de 2,3% par rapport à 1985/86. Le coût des combustibles utilisés pour la génération de l'électricité et du chauffage s'élevèrent à \$29,6 millions en 1986/87, une baisse de \$0,7 million par rapport à 1985/86.

L'énergie électrique générée par diesel, fournit 21,6% de la génération totale, les centrales hydro-électriques fournirent 77,5% et le reste du 0,9% représenta l'énergie achetée à la Esso Ressources Canada Ltd, à Norman Wells, dans les T. du N-O.

Les coûts d'exploitation et d'administration augmentèrent de 22,5% ou \$6,99 millions à \$38,12 millions.

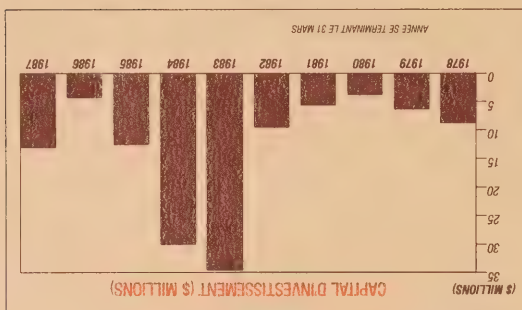


INVESTISSEMENT DANS DE NOUVELLES USINES

Des additions aux immobilisations pour l'année budgétaire furent de \$13,01 millions, ce qui représentait \$8,97 millions de plus par rapport à 1985/86.

Des dépenses en capital de \$7,2 millions ont été encourues dans la zone tarifaire du Yukon. Cependant, sous les dispositions de la Loi sur l'autorisation de l'écoulement de l'actif de la Commission d'énergie du Nord canadien, des immobilisations nettes de \$122,94 millions ont été transférées à la Yukon Power Corporation.

Des projets de capital réalisés à différents endroits dans la zone tarifaire des T. du N-O, s'élevèrent à \$5,44 millions et le coût de chaque projet s'échelonnait de \$0,01 million à \$1,01 million.



FINANCEMENT

La Commission emprunta au Gouvernement du Canada \$11,6 millions avec pour but le financement de la construction capitale. En ce qui concerne la dépossession des opérations de la Commission dans la zone tarifaire du Yukon, la Commission remboursa la dette à long terme qui s'éleva à \$95,0 millions, cette somme étant le prix de transfert des immobilisations et de l'inventaire des pièces connexes.

Le Gouvernement du Canada annula la dette à long terme de \$20,19 millions et le principal en souffrance y compris l'intérêt de \$16,17 millions. En plus, la Commission remboursa le fond de roulement avancé de \$7,5 millions.

Au 31 mars, 1987, la dette à long terme due s'éleva à \$103,26 millions, par rapport à \$235,05 millions en 1985/86.



FINANCES

Perte nette et excédent non réparti

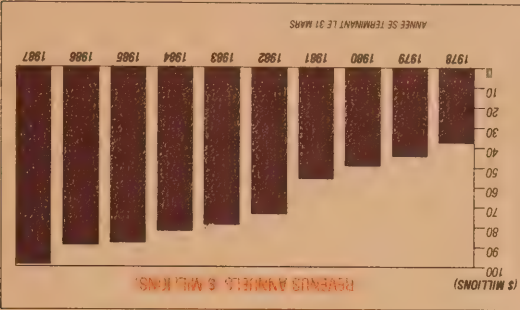
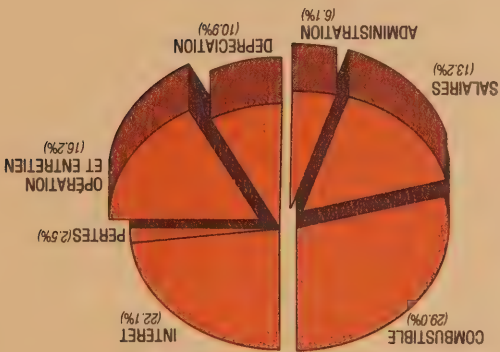
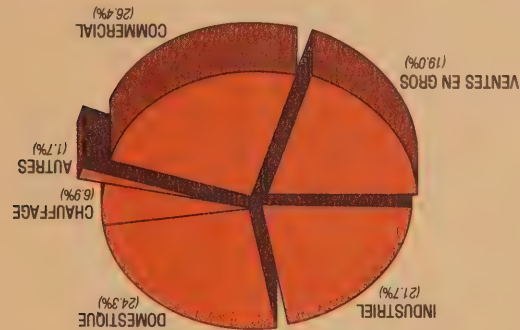
L'excédent des dépenses au-dessus du revenu s'est élevé à \$2,6 millions, une amélioration sur l'excédent des dépenses de \$5,26 millions par rapport au revenu encouru pendant l'année budgétaire 1985/86. L'amélioration est essentiellement due à l'augmentation de la puissance génératrice hydro-électrique qui a augmenté de 153 GWh à 687 GWh.

En ce qui concerne la dépossession de la zone tarifaire du Yukon, son déficit non réparti a été absorbé par le Canada, et un gain exceptionnel de \$1,38 millions a résulté du transfert des immobilisations et de l'extinction des dettes à long terme. L'excédent non réparti, y compris la réserve pour impôts s'applique aux zones tarifaires des Territoires du Nord-Ouest et de Field, C-B, et s'élève respectivement à \$23,1 millions et 0,5 million.

REVENUS

Le revenu brut provenant des opérations s'éleva à \$99,21 millions, une hausse de 1,8% par rapport à l'année budgétaire précédente. La capacité génératrice totale augmenta de 23,9% à 886 GWh, avec une consommation accrue dans toutes les classes de clients. Les ventes d'énergie électrique par classe de clients ainsi que les changements relatifs correspondants par rapport à l'année budgétaire précédente 1985/86 furent:

Classe de clients		MWh		changement relatif (%)		(\$000)		changement relatif (%)	
Industrielle	354 207	61,94	21 500	50,40	De gros	256 194	5,27	18 828	6,61
Domestique	91 401	5,59	26 240	4,17	Commerciale	94 139	7,58	24 208	3,84
Total	795 941	25,12	90 776	12,83					



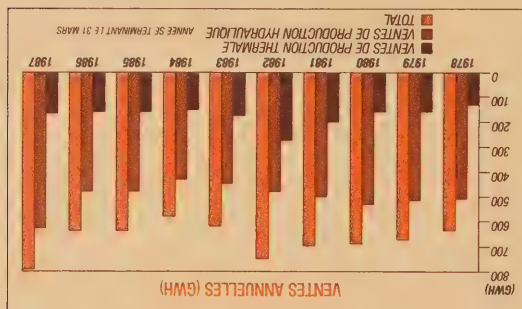
Le revenu provenant des opérations génératrices de chaleur resta inchangé en comparaison avec 1985/86.

Les autres revenus dérivés de l'opération des installations au service des autres intéressés, des contrats de loyers, et des services rendus à base de recouvrement, augmentèrent de 7,8%.



STATISTIQUES DE PRODUCTION/VENTES

La production d'électricité pour l'année 1986/87 s'élevèrent à 885 869 MWh ce qui a fournit des revenus de 795 941 MWh pour d'énergie électrique.



Les ventes par zones tarifaires et les changements relatifs correspondant à l'année précédente furent les suivants:

Zone tarifaire		Zone tarifaire	
Territoires du Nord-Ouest Territoires du Yukon Field, C-B.		Territoires du Nord-Ouest Territoires du Yukon Field, C-B.	
1986/87		1986/87	
451 059		451 059	
343 605		343 605	
1 197		1 197	
Débit maximum non concordant,		Débit maximum non concordant,	
augmenta de 134 MW en 1985/86 à 155 MW		augmenta de 134 MW en 1985/86 à 155 MW	
en 1986/87. L'augmentation significative de la		en 1986/87. L'augmentation significative de la	
production et des ventes est due principalement		production et des ventes est due principalement	
à la reprise des opérations minières à Faro, dans les		à la reprise des opérations minières à Faro, dans les	
Territoires du Yukon et aux opérations minières		Territoires du Yukon et aux opérations minières	
accélérées à Pine Point, dans les Territoires du		accélérées à Pine Point, dans les Territoires du	
Nord-Ouest. Les données de débit maximum		Nord-Ouest. Les données de débit maximum	
détaillées par zones tarifaires et les changements		détaillées par zones tarifaires et les changements	
relatifs de l'année précédente furent comme suit:		relatifs de l'année précédente furent comme suit:	
Changements relatifs		Changements relatifs	
7,49		7,49	
59,66		59,66	
-5,30		-5,30	
2,0		2,0	
41,4		41,4	
0		0	
1986/87		1986/87	
90,0		90,0	
64,9		64,9	
0,3		0,3	



ALIMENTATION INDUSTRIELLE — YUKON

L'exploitation minière de plomb/zinc près de Faro, dans les Territoires du Yukon, qui était restée fermée depuis juin 1982, a repris ses activités en 1986 à la suite de l'achat de l'actif de la mine par la Curragh Resources Ltd. La reprise des opérations à pleine capacité en automne 1986 entraîne une consommation mensuelle d'électricité qui atteint le niveau obtenu avant la fermeture de la mine, avec une consommation totale pendant l'année de 132,5 GWh comparée à seulement 14,3 GWh en 1985/86. Avec une pleine année d'opérations prévue pour 1987/88, on s'attend à une augmentation de la consommation annuelle à approximativement 168 GWh.

SECURITE

Les comités mixtes de sécurité/santé, établis par la Commission en 1985 conformément aux révisions (1985) du Code canadien du travail, furent renforcés au cours de l'année précédente par la nomination de représentants du syndicat de l'AFPC à ces comités. Des sessions d'entraînement en ce qui concerne la sécurité, la prévention des incendies, ainsi que la protection ont eu lieu au cours de l'année, non seulement pour les membres des comités mais aussi pour les représentants du syndicat. L'entraînement a été centré sur l'inspection des installations, la prévention des incendies ainsi que la protection contre celle-ci, et les règlements de sécurité avec la coopération et l'assistance du conseil de sécurité du ministère canadien du travail ainsi que des employés de la prévention des incendies.



ENTRAÎNEMENT DES EMPLOYES

Une montée considérable du programme d'entraînement de la Commission fut mise en lumière au cours de 1986/87. Au total, il y avait quatre cours de formation de cadres de surveillance, Niveau I chacun durant une semaine, avec en tout 37 employés qui participaient au cours de l'année, ceci faisant partie de ce programme en cours d'expansion. On s'attend à ce que ce programme s'étende au Niveau II de formation tôt en 1987/88 pour les participants reçus au Niveau I.

La réorganisation et la revalorisation des installations de traitement des informations à travers la Commission ont abouti à un programme de formation compréhensif en informatique ayant lieu à l'Université d'Alberta, avec 15 employés participants à la fin de l'année.

Des cours de la Commission de la Fonction Publique de contenu variable furent complétés par 5 employés, et un cours sur l'entretien des lignes à haute voltige fut complété par 9 employés des opérations de Yellowknife, de Fort Smith et de Fort Simpson.



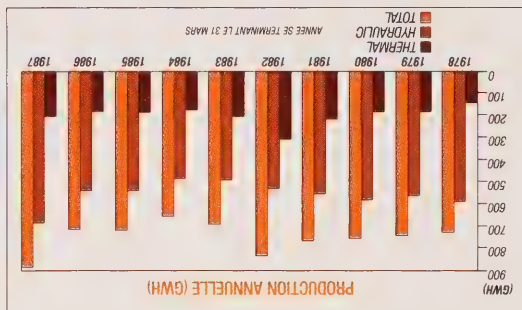
CONVENTION COLLECTIVE — AFPC

La convention collective de 27 mois avec la catégorie opérationnelle de l'Alliance de la fonction publique du Canada, qui avait été approuvée par la Commission et l'AFPC en octobre, 1985, a expiré le 31 mars 1987. Avant cette date d'expiration, des négociations avec l'AFPC pendant février 1987 ont abouti à une convention tentative d'un an, sujette à la ratification par les membres de l'AFPC. La ratification de la convention tentative n'avait toujours pas été finalisée à la fin de l'année budgétaire.



Améliorations aux centrales électriques.

L'expansion de la capacité génératrice ainsi que les améliorations aux centrales électriques ont été complétées dans 14 des lieux d'opération de la Commission au cours de l'année dernière. Comprises dans ce programme capital étaient l'installation d'une unité diesel supplémentaire de 600 kW à Fort McPherson; une unité diesel de 150 kW à Arctic Red River; une unité diesel de 300 kW à Paulatuk; une unité diesel de 500 kW à Fort Franklin; une unité diesel de 290 kW à Snowdrift; une unité diesel de 180 kW à Rae Lakes; une unité diesel de 900 kW à Rankin Inlet ainsi qu'une unité diesel de 85 kW à Nahanni Butte.



De nouveaux appareils de distribution ont été installés aussi, ou bien l'appareillage de

distribution en place a été amélioré à Fort

McPherson, Arctic Red River, Fort Franklin,

Snowdrift, Rae Lakes, Rankin Inlet, Fort Liard,

Nahanni Butte et Iqaluit.

Les entrepôts d'emmagasinement de carburant ont été

améliorés au cours de l'année à Inuvik,

Chesterfield Inlet, Baker Lake et Spence Bay.

L'expansion des systèmes de recouvrement de

la chaleur résiduelle déjà en place a été exécutée à

Cambridge Bay, Felly Bay, et Rankin Inlet.

Système Hydro-électrique — Gestion des eaux

Pour la troisième année consécutive, la rivière Snare a reçu un écoulement des eaux printanières

au-dessus de la moyenne au cours de l'année 1986,

ce qui a permis une production hydro-électrique

optimale de la part des usines hydro-électriques à

Snare River au cours de l'année 1986/87.

On a connu des conditions semblables et favorables

d'écoulement des eaux sur les rivières Aishihik

et Yukon et, ces conditions secondées par un temps

doux, ont abouti à une réduction significative du

besoin de production hydro-électrique par diesel sur

le système Whitehorse/Aishihik/Faro en

dessous de celui prévu pour l'année.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Environ 27 kilomètres de lignes distributrices d'électricité furent construites à travers le Yukon et les T.N.-O. au cours de l'année précédente amenant le courant électrique à de nouvelles locations résidentielles, de nouvelles écoles, de nouveaux développements commerciaux ainsi qu'à des améliorations dues aux gouvernements

municipaux.

En plus de ces extensions de lignes normales, la Commission a complété plus de \$0,9 M de travail sur les lignes de distribution nécessitant des contributions de capitaux au-delà de l'investissement normal de la Commission. Plusieurs des plus grands projets terminés au cours de l'année 1986/87

comprenaient la construction d'une ligne

distributrice de 8,7 km allant à l'aéroport de Whale

Cove, une extension d'une ligne de distribution de

7,7 km à un centre de pesage près du Fort Liard,

une extension de 1,6 km jusqu'à un centre

d'entreposage de carburant à Arctic Bay, et une

extension d'une ligne de distribution jusqu'à une

base d'hélicoptère près de Fort Simpson.

Des programmes considérables de maintien des

lignes de distribution ont été effectués à travers

les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon ainsi qu'à

Field en C.-B., avec la plus grande partie de ce

programme consacrée au remplacement des

poteaux.

Le démontage et l'enlèvement de la ligne de

transmission de 69 kV, d'une longueur de 145 km

entre Inuvik et Tuktoyaktuk ont commencé tard dans

l'année et on s'attend à ce que le tout soit terminé

tôt dans l'année budgétaire 1987/88.





au Territoire du Yukon et pour s'occuper de la désignation et des qualifications des membres de la Commission. Dès la proclamation, attendue au début du prochain exercice, la Loi amendée stipulera qu'au moins deux membres de la Commission soient résidents dans les Territoires du Nord-Ouest à la date de la désignation, et qu'au moins un membre de la Commission doit posséder une expérience qui a trait à l'opération d'une unité génératrice.

VENTE DU SYSTÈME DE SERVICE PUBLIC À FIELD, EN C-B.

En considération des négociations en cours pendant l'année concernant la dévolution proposée de l'actif des services publics de la Commission au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest aux gouvernements territoriaux respectifs, la Commission a procédé en décembre 1986 avec la vente proposée du système de service public à Field en C-B, au moyen d'une soumission publique. Le processus de soumission a eu comme résultat la vente proposée et le transfert de responsabilité pour l'opération de ce système à Synex Energy Resources Ltd. On s'attend à ce que l'accord sur la vente soit finalisé au début de l'exercice 1987/88.

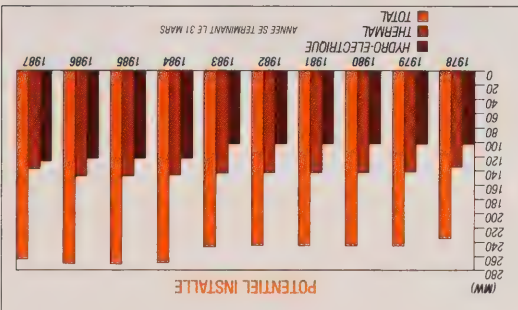
EXAMEN SPECIAL — VERIFICATEUR GENERAL

Conformément à la Section 143 de la Loi sur l'administration financière, la Commission a demandé au Vérificateur général en 1985 d'entreprendre un examen spécial approfondi à titre d'adaptation aux exigences du système de contrôles financier et directeur de la Commission. De tels examens doivent être faits au moins une fois tous les cinq ans et généralement correspondent à l'économie, au bon fonctionnement et à l'efficacité des opérations. La Vérification spéciale a été menée essentiellement entre janvier et mars 1986, avec le rapport du Vérificateur général du Canada ayant été reçu par le conseil d'administration de la Commission en décembre 1986.

AMELIORATIONS AUX USINES DE SERVICE PUBLIC

Système de Snare / Yellowknife
Le système hydro-électrique à Snare Rapids fut prévu pour une fermeture d'environ 6 semaines

durant l'été 1986 afin de permettre au rotor de l'alternateur d'être rebobiné avec une isolation d'une plus haute qualité, de ce fait la capacité génératrice de l'alternateur a augmenté de 7,2 MW à 7,9 MW. Cette augmentation de la capacité génératrice était faisable à cause du remplacement de la couronne mobile en 1985 par une autre couronne mobile beaucoup plus efficace que celle qui fut installée à l'origine en 1948.



Un nouveau système excitateur a été acheté et livré à pied d'œuvre de l'usine hydro-électrique à Snare Falls au cours de l'année dernière pour remplacer de l'équipement installé à l'origine en 1960. Le nouvel équipement a été installé avant la fin de l'année budgétaire et on s'attend à ce qu'il soit mis en opération pendant l'été 1987.

Une étude a été menée au cours de l'année dernière afin de déterminer la méthode la plus rentable à utiliser pour remplacer la ligne de transmission de 115 kV déjà en place entre les usines hydro-électriques à Snare et la ville de Yellowknife. La ligne de transmission, installée à l'origine en 1948, approche la fin de sa durée de service et il faudra un remplacement dans plusieurs années.

Un contrat a été adjugé au cours de l'année dernière pour la fourniture de deux couronnes mobiles de turbines de 7 500 CV pour remplacer celles présentes à l'usine hydro-électrique à Snare Forks. Le remplacement de ces couronnes mobiles devrait augmenter d'une manière significative l'efficacité de l'opération, en augmentant la capacité de rendement de l'usine d'environ 2 MW. La première couronne mobile a été livrée à pied d'œuvre en mars 1987 et l'installation est prévue en juillet 1987. La livraison du remplacement de la deuxième couronne mobile est prévue en décembre 1987 et l'installation est prévue pendant l'été 1988.



DEVOLUTION DE LA CENC AUX GOUVERNEMENTS TERRITORIAUX

Le 5 novembre 1985, l'honorable David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec les ministres représentants des gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest en vue de procéder au transfert de la CENC du gouvernement fédéral aux gouvernements territoriaux, dont la date de terminaison est prévue pour le 31 mars 1987. Il a été précisé que le but du transfert était de réaliser l'opération des services publics responsable et indépendante financièrement et régulière fournissant l'électricité à des tarifs raisonnables et stables.



Un groupe de travail, composé de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des gouvernements territoriaux aussi bien que de la CENC, a été formé à ce moment là pour réviser et analyser les points avancés par chacun des gouvernements territoriaux. Le groupe de travail a été chargé de mettre au point un plan d'action réalisable qui règlera les questions financières, institutionnelles, législatives et de délais, associées à la proposition de transfert de la CENC aux gouvernements territoriaux.

Le 5 février 1987, l'honorable Bill McKnight, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que Tony Penikett, le chef de gouvernement du Yukon ont annoncé qu'ils sont parvenus à un accord pour le transfert de la partie de l'actif de la Commission appartenant au Yukon du contrôle et du droit de propriété fédéral à celui des territoires, dont la date de terminaison, est prévue pour le 31 mars 1987. La vente et le transfert de la responsabilité de l'opération de l'actif ont été complétés par la suite comme prévu à la fin de l'année budgétaire.

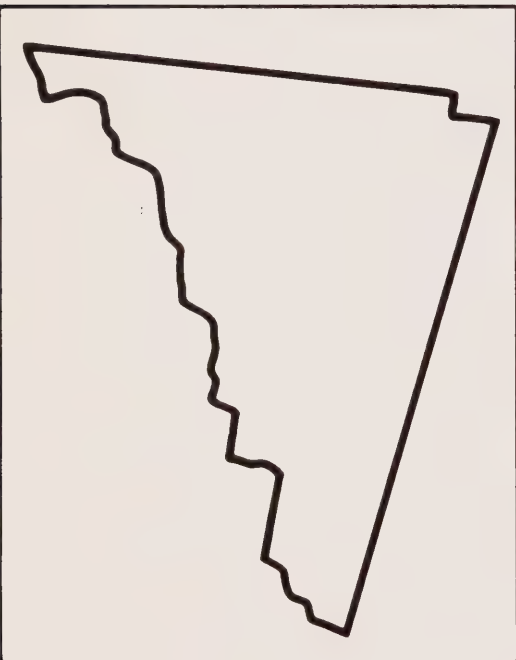
Les négociations recouvrant la vente de l'actif de la Commission dans les Territoires du Nord-Ouest

AMENDEMENTS A LA LOI SUR LA COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Pour pouvoir effectuer la dévolution proposée de l'actif de la Commission au Yukon au gouvernement territorial du Yukon, le projet de loi C-45 intitulé: «Une Loi qui autorise la vente de certains actifs dans le Territoire du Yukon qui étaient sous contrôle ou utilisés par la Commission d'énergie du Nord canadien et de régler d'autres affaires se rapportant à celle là» a été introduit à la chambre des Communes du Canada avec la première lecture ayant lieu le 17 mars 1987 et adoptée par la suite le 27 mars 1987.

En plus de l'autorisation de vendre l'actif de la de la Commission au Yukon au gouvernement du Yukon le projet de loi C-45 a aussi autorisé que des amendements soient faits à la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, à être proclamé dans l'avenir, pour rayer toute référence

au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont continué à la fin de l'année budgétaire et on s'attend à ce qu'elles soient finalisées au cours de la prochaine année fiscale.





REGIONS DESSERVIES

ELECTRICITE

La génération, la transmission et/ou la distribution d'électricité en gros et en détail:

TERRITOIRES DU NORD-OUEST:

Région du Mackenzie:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort L'ard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley et Yellowknife.

Région du Keewatin:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay et Whale Cove.

Région Du Barfin:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloodik, Igloodik, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet et Resolute.



Igloodik (Frobisher Bay) l'une des 56 communautés servies par la C.E.N.C. Pendant l'année budgétaire 1986/87.

TERRITOIRES DU YUKON:

(jusqu'au 31 mars, 1987)

Aishihik, Carmacks, Dawson, Elsa, Faro, Haines Junction, Johnson's Crossing, Keno City, Mayo, Ross River et Whitehorse.

COLOMBIE BRITANNIQUE:

Field.

CHAUFFAGE:

La génération de chaleur dans les:

Territoires du Nord-Ouest:

Inuvik et Igloodik

Le service de chaleur résiduelle dans les:

Territoires du Nord-Ouest:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloodik, Lac La Martre, Pelly Bay et Rankin Inlet.

TERRITOIRES DU YUKON:

(jusqu'au 31 mars, 1987)

Dawson

EAUX ET EGOUTS

Territoires du Nord-Ouest:

Inuvik.

TRAVAUX A FORFAIT ET AUTRES:

La Commission opère les usines de chauffage et de distribution d'eaux à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. De plus, la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, comprenant à l'occasion des travaux d'aménagement et de constructions à différents endroits, pour des ministres gouvernementaux et autres, moyennant le remboursement des frais encourus.



PROFIL DE LA CORPORATION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la couronne qui opère en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe de la planification, de la construction et de la gestion des services publics, principalement dans le domaine de l'électricité, sur le plan commercial. A ces fins, elle a été autorisée pendant la dernière année fiscale à étudier les besoins d'aménagement et à construire des installations de service public dans les Territoires du Nord-Ouest et, sujet à l'approbation du Gouverneur général-en-conseil, ailleurs au Canada.

La Commission est le principal générateur d'électricité au nord du 60^{ème} parallèle et elle opère pendant la dernière année fiscale les principaux réseaux de transmission au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle maintient des systèmes de chauffage, de distribution des eaux et des égouts à Inuvik, (T.N.-O.). Elle approuve en chateur le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, qui en fait la redistribution à Frobisher Bay. Elle opère des systèmes de récupération de chaleur résiduelle en plusieurs endroits du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Le siège social de la Commission est situé à Edmonton, en Alberta. Les bureaux de district des opérations dans les Territoires du Nord-Ouest sont situés à Frobisher Bay et à Yellowknife et le bureau de district pour le Yukon se trouvait à Whitehorse, au Yukon jusqu'au 31 mars 1987. La Loi stipule que les opérations de la Commission doivent être financièrement indépendantes à l'intérieur de chacune des zones tarifaires telles qu'elles sont définies par la Loi. Par conséquent, les taux perçus pour les services publics doivent fournir un revenu suffisant pour couvrir les frais d'intérêts et de principal sur les emprunts accordés à la Commission aussi bien que pour les frais opérationnels, d'entretien, d'administration ainsi que toutes les autres dépenses, y compris des sommes en cas d'imprévus.

N.B. Les comptes de la Commission sont soumis à la vérification du Vérificateur général du Canada.



LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

MEMBRES DE LA COMMISSION:

Jack W. Beaver — président
Ivan J. Cable — membre*
James Robertson — membre
Hilda P. Watson — membre

MEMBRES DE LA DIRECTION:

Jack W. Beaver — directeur général
Bruce G. Christie — directeur, corporation et affaires publiques
John D. Allan — directeur, opérations et génie
Roger A. Phillips — contrôleur
Howard P. Samoil — secrétaire de corporation

Siège Social:

7909 - 51 avenue
C.P. 5700, succursale L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
Tél. (403) 465-3377

BUREAU DE DISTRICT DU YUKON

C.P. 4278
Whitehorse, Yukon Y1A 1H8
(403) 667-4814

BUREAU DE DISTRICT OUEST DES T.N.-O.

C.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O. X1A 2P4
(403) 873-4051

BUREAU DE DISTRICT EST DES T.N.-O.

C.P. 250
Iqaluit, T.N.-O. X0A 0H0
(819) 979-4403

*démissionné le 9 janvier 1987



Jack W. Beaver — Président et directeur général.



Les membres de la Commission désirent remercier
tous les employés pour leur précieuse
collaboration à la Commission au cours de l'année
précédente. Leurs habiletés ainsi que leurs efforts
ont permis à la Commission de continuer de fournir
un niveau de service acceptable à nos chers
clients.

À l'attention de la Commission des langues
et de la Commission des affaires
indianaises, à Ottawa, Ontario
K1P 6K6
Canada

[illegible]





NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

COMMISSION
D'ÉNERGIE
DU NORD
CANADIEN

1987 06 26

L'honorable Bill McKnight, Député, C.P.
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
Les Terrasses de la Chaudière
Ottawa, Ontario
K1A 0H4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le trente neuvième Rapport Annuel de la Commission d'énergie du Nord canadien ensemble avec les états financiers pour l'année fiscale qui se termina le 31 mars 1987.

Veuillez agréer l'expression de mes sentiments distingués,

J. W. Beaver
Président

cc: Président du Conseil du Trésor
Ministre des Finances

Siège Social 7909-51 Ave
Téléphone: (403) 465-3377

adresse postale: C.P. 5700
succursale "L" T6C 4J8
Edmonton, Alta, Canada
Télex: 0372736



TABLE DES MATIERES

2	Lettre d'envoi
3	Avant-Propos
6	Membres de la Commission
7	Profil de la Corporation
8	Régions desservies
9	Dévolution de la CENC aux gouvernements territoriaux
9	Amendements à la Loi sur la Commission d'Énergie du Nord Canadien
10	Vente du réseau des installations électriques à Field en C-B.
10	Vérification spéciale — Vérificateur général
10	Améliorations aux usines de service public
11	Système hydro-électrique — Contrôle des eaux
11	Distribution d'électricité
12	Alimentation industrielle — Yukon
12	Sécurité
12	Entraînement des employés
12	Convention collective — AFPC
14	Finances
16	Rapport sur la responsabilité directorale
17	Rapport du vérificateur
18	Bilan
20	Relevé du revenu et des bénéfices non répartis
21	Relevé des changements dans la situation
22	Notes afférentes à l'état financier
27	Relevé des opérations par zone tarifaire
27	Analyse des ventes d'électricité
28	Résumé statistique
29	Abrégé des statistiques financières

LA COUVERTURE

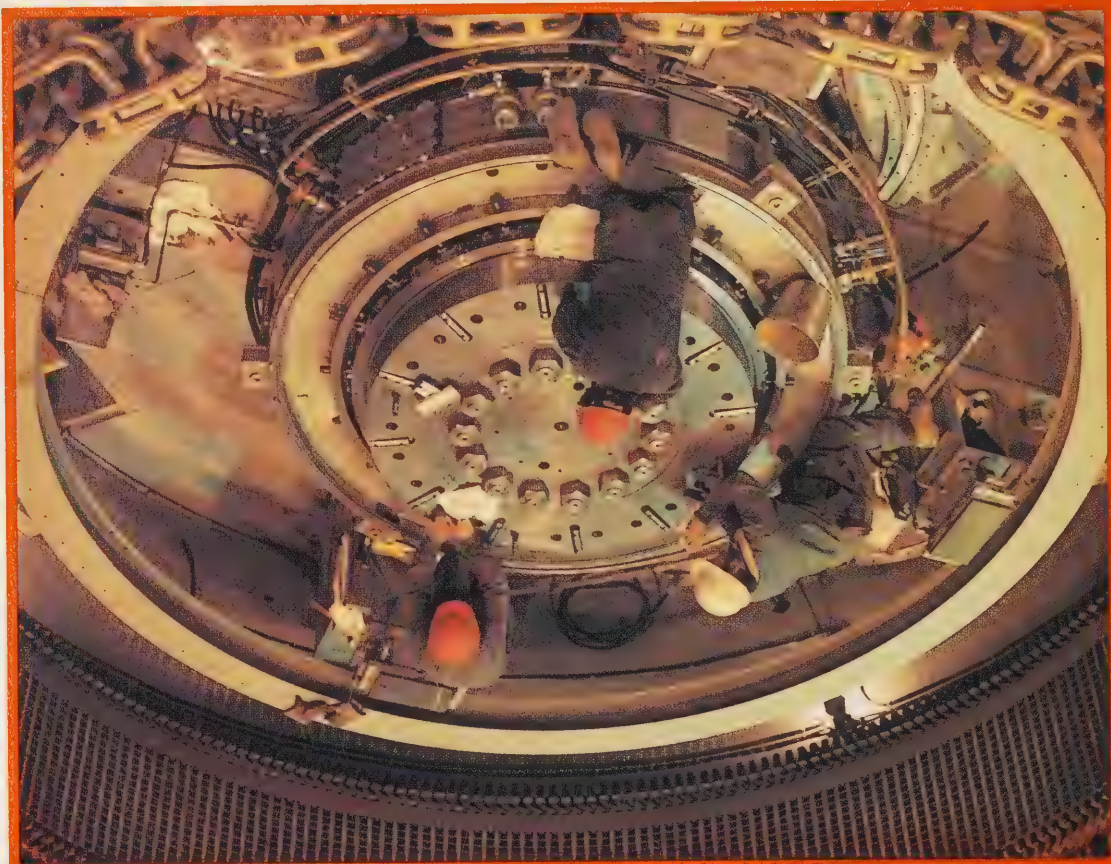
L'un des derniers projets avant le transfert de l'actif au gouvernement du Yukon le 31 mars 1987 était l'addition d'un générateur de 20 MW au système hydro-électrique de la rivière Yukon à Whitehorse. L'image montre l'installation d'une partie importante lors de la construction.



39^e RAPPORT ANNUEL
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1987



COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN



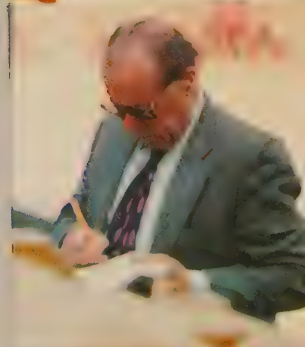
CAI
NØ
-A56



1988 ANNUAL REPORT



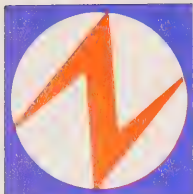
NORTHERN CANADA
POWER COMMISSION
40th ANNUAL REPORT
For the year ended 31 March 1988





CONTENTS

	<i>Page</i>
Letter of Transmittal	2
Foreword	3
Members of the Commission	5
Corporate Profile	6
Areas Served	7
Devolution of NCPC to Government of Northwest Territories .	8
Sale of Field, B.C. Electric Utility System	8
Collective Agreement — P.S.A.C.	9
Wholesale Supply — Northland Utilities (NWT) Limited	9
Hydro	10
Utility Plant Improvements	11
Electrical Distribution	13
Cambridge Bay Wind Farm	15
Safety	16
Training	16
Generation/Sales Statistics	18
Financial Review	19
Report of Management's Accountability	22
Auditor's Report	23
Balance Sheet	24
Statement of Operations	26
Statement of Retained Earnings	26
Statement of Changes in Financial Position	27
Notes to Financial Statements	28
Statement of Operations by Rate Zone	32
Analysis of Electricity Sales	33
Operating Statistics	34
Summarized Financial Statistics	35



NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN

The Honourable Bill McKnight, M.P., P.C.
Minister of Indian Affairs and Northern Development
Les Terrasses de la Chaudiere
Ottawa, Ontario
K1A 0H4

Dear Mr. Minister,

I have the honour of presenting to you the Fortieth Annual Report of Northern Canada Power Commission together with financial statements for the fiscal year ended March 31, 1988.

Yours truly,

J.W. Beaver
Chairman

cc: President of the Treasury Board
Minister of Finance

HEAD OFFICE 7909 - 51 AVE.
TELEPHONE: (403) 465-3377

MAILING ADDRESS: P.O. BOX 5700 STN. "L" T6C 4J8

EDMONTON, ALTA., CANADA
TELEX: 0372736



ΛΠΔΨΣΞ

[illegible]

A major industrial customer in the Northwest Territories, Pine Point Mines Ltd., initiated a significant reduction in hydro electric consumption during the past year, with complete closure of the lead-zinc mining operation expected by 1990. To partially offset the resulting surplus electricity which will be available from the Commission's Taltson hydro-electric plant, a wholesale supply agreement was negotiated during the year with Northland Utilities



መደለኛርዕዮባሰላላ ስራዎች 1987/88-ገ
51-ወ ወደቀው ወደቀው ብረት ልሳሳ
ሰጥ. ብላጥሮች ካሉት ነገራት ብረት
ልሳሳ ዘላቂ ልጋጋናልጋጋ ብረት
ስራዎች. ስራዎች በብላጥሮች
ሰርረው ልጋጋ ብረት በብላጥሮች ብረት 53-ወ
ሰጥታል።

ከገደቡ ከሰጥታል ሰጥታል ሰጥታል
ብረት በብላጥሮች ሰጥታል ሰጥታል
ከብላጥሮች ሰጥታል ሰጥታል ሰጥታል
ልሳሳ ሰጥታል ሰጥታል ሰጥታል

(NWT) Limited (NUL) covering the supply of electricity at Pine Point for subsequent distribution to their retail customers at Hay River and Enterprise, NWT. This hydro service commenced in February, 1988, permitting NUL to discontinue the operation of their diesel generation plant at Hay River.

The sale of electric utility operations in Yukon prior to commencement of the 1987/88 fiscal year, and the sale of the Field, B.C. system in November, 1987, together with the reduction in consumption by Pine Point Mines Ltd., contributed to a significant reduction in electric utility sales during the past year. Corporate sales reduced to 390 GWh in 1987/88, as compared with sales of 796 GWh in 1986/87 fiscal year. In spite of this reduction, a net surplus of \$3.043 Million was recorded at year end.

Retail electric utility service was provided during 1987/88 to fifty-one communities in the Northwest Territories and, for part of the year, at Field, B.C. Wholesale electric utility service was also provided to Yellowknife, NWT, and, for part of the year, to Hay River and Enterprise, NWT, for subsequent retail distribution by other utilities. Service was provided from a total of four hydro-electric and fifty-three diesel electric generating stations.

The Commission's success during the past year has only been possible through the dedication and effort of its employees. The Board of Directors extend their appreciation for the outstanding contribution of all employees.



NORTHERN CANADA POWER COMMISSION



Jack W. Beaver
Chairman

MEMBERS OF THE COMMISSION:

Jack W. Beaver	— Chairman
Lorne A. Carrier	— Member*
Kenn Harper	— Member**
James H. Robertson	— Member
Hilda P. Watson	— Member***
E.W. (Ted) Humphrys	— Advisor

* Appointed August 6, 1987 ** Appointed March 18, 1988 *** Resigned October 30, 1987

OFFICERS:

Jack W. Beaver	— Chief Executive Officer
John D. Allan	— Manager, Operations and Engineering
Bruce G. Christie	— Manager, Corporate & Public Affairs
Roger A. Phillips	— Comptroller
Howard P. Samoil	— Corporate Secretary/Counsel

HEAD OFFICE:

7909 - 51 Avenue
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

N.W.T. WEST DISTRICT OFFICE

P.O. Box 1860
Yellowknife, N.W.T. X1A 2P4
(403) 873-4051
S. Brian McCluskey — District Manager

N.W.T. EAST DISTRICT OFFICE

P.O. Box 250
Iqaluit, N.W.T. X0A 0H0
(819) 979-4403
Joop Sanders — District Manager



From left to right: Hilda P. Watson, James H. Robertson, Lorne A. Carrier, Jack W. Beaver and E.W. (Ted) Humphrys. Missing Kenn Harper.



CORPORATE PROFILE

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it has been empowered to survey utility requirements and construct utility plants in the Northwest Territories, and, subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

The Commission is the principal producer of electricity and operates the main transmission networks in the Northwest Territories. Heat, water and sewerage utilities are operated at Inuvik, N.W.T. Wholesale heat supply is provided to the Northwest Territories Government for distribution at Iqaluit. Residual heat recovery systems are operated at several locations in the NWT.

The Commission's Head Office is located at Edmonton, Alberta. District offices for the Northwest Territories' operations are located in Iqaluit and Yellowknife, N.W.T.

It is a requirement of the Authorizing Act that operations of the Commission shall be self sustaining within each rate zone as defined in the Act. Rates charged for utilities supplied must consequently provide sufficient revenue to cover interest and principal payments on loans made to the Commission, as well as operating, maintenance, administrative and all other expenses, including allowances for contingency.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.



AREAS SERVED

ELECTRICITY

Northwest Territories:

Generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at:

Mackenzie and North Central Regions:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife.

Keewatin Region:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Iqaluit, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute.

British Columbia:

(until November 5, 1987)
Field.

HEATING

Northwest Territories:

Generation of heat at:

Inuvik and Iqaluit

Provision of Residual Heat at:

Northwest Territories:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet.

WATER AND SEWERAGE

Northwest Territories:

Inuvik.

CONTRACT WORK AND OTHER

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services, including occasional installation and construction work, at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.



DEVOLUTION OF NCPC TO GOVERNMENT OF NORTHWEST TERRITORIES

In accordance with a Memorandum of Understanding dated November 5, 1985 between the Government of Canada and the Governments of Yukon and Northwest Territories, negotiations during 1986/87 were successful in reaching agreement to transfer the Yukon portion of the Commission's assets from Federal to Yukon Territory control and ownership. The sale and transfer of responsibility for operation of these assets was completed on March 31, 1987.

Negotiations covering the devolution of the Commission's assets in the Northwest Territories to the Government of Northwest Territories continued during 1987/88 fiscal year. On February 9, 1988, the Honourable Bill McKnight, Minister of Indian Affairs and Northern Development and the Honourable Nellie Cournoyea, Minister of Energy, Mines and Resources of the Government of Northwest Territories, announced an agreement to the basic principles for the transfer of the Commission from Federal to Territorial control and ownership. A final agreement, covering the sale and the purchase of the Commission's assets and transfer of operating responsibility for all remaining Commission operations to the Government of Northwest Territories was endorsed by both parties on May 5, 1988. Under the terms of the transfer agreement, the Commission was sold as "a going concern" to the Government of Northwest Territories and all employees of the Commission, including employees located at Commission headquarters in Edmonton, Alberta, became employees of the successor utility — Northwest Territories Power Corporation — on the effective date, some five weeks following the Commission's fiscal year-end. The Commission was restructured by Federal legislation resulting in a share capital corporation, the shares of which were issued to Canada. The Commission's outstanding debt of approximately \$96 Million was partially replaced by a promissory note issued by the Commission to the Government of Canada in the amount of \$53 Million. The remaining balance of approximately \$43 Million was converted to share capital, and the promissory note and the shares were purchased by the Government of Northwest Territories for \$53 Million.



SALE OF FIELD, B.C. ELECTRIC UTILITY SYSTEM

On February 25, 1987, following public tender, the Commission awarded the sale of the Field, B.C. electric utility system to Synex Energy Resources Ltd. of Vancouver, B.C. The successful tender was subject to specific terms and conditions, including acquisition of a franchise agreement from Parks Canada, the agency responsible for Yoho National Park in which the community is situated. Transfer of responsibility for this electric utility operation to Yoho Power Ltd., a subsidiary of Synex Energy Resources Ltd., was finalized on November 5, 1987.



COLLECTIVE AGREEMENT — P.S.A.C.

The one year Collective agreement with the operational category of the Public Service Alliance Canada, expired on March 31, 1988. Prior to this date a new one year Agreement was negotiated. Additionally, in anticipation of a transfer of the Northern Canada Power Commission (NCPC) to the government of Northwest Territories, a subsidiary agreement was negotiated between the Northern Canada Power Commission, the Government of Northwest Territories, the Public Service Alliance of Canada and the Union of Northern Workers which would allow for the integration of the Northern Canada Power Commission employees into the Northwest Territories public service. These agreements were ratified on March 30, 1988.

WHOLESALE SUPPLY — NORTH- LAND UTILITIES (NWT) LIMITED

Following the announcement by Pine Point Mines Ltd., a major industrial customer of the Commission since 1965, of the intention to discontinue their lead-zinc mining operation at Pine Point, NWT by mid-1988, the Commission embarked upon a program during the year designed to effectively market the resulting excess hydro capacity from the Taltson hydro plant. The plant was originally constructed to service the mine as well as the residential and commercial power requirements of the Fort Smith and Pine Point area. Negotiations with Northland Utilities (NWT) Limited (NUL) were successful in reaching agreement on terms and conditions covering a wholesale 115 kV supply to NUL at Pine Point. By means of a transmission line constructed by NUL between Pine Point and Hay River, the wholesale service commenced in February, 1988. The service has permitted NUL to discontinue their diesel electric generation at Hay River and to commence retail supply of hydro energy to their retail customers at Hay River and Enterprise, NWT.

The marketing program by the Commission during the past year extended, as well, to the potential sale of interruptible hydro energy from the Taltson system for electric heating as an economic alternative to conventional fuel-fired heating systems. Several potential customers in the area serviced by the Taltson system have been identified, including a wholesale interruptible supply to NUL for subsequent retail in the Hay River area.



HYDRO



Hydro System Water Management

During 1987/88, the Snare River runoff was 93 percent of long term average. However, water flows were sufficient to allow full recharge of the storage reservoir and permit some hydro peaking to reduce diesel generation. Runoff volume in 1988/89 is forecasted to be very close to last year's but with the deeper drawdown on the reservoir, there is expected to be very minimal excess water supply in the coming year to service the Yellowknife system.

There were no atypical operational or maintenance events of major consequence at the Taltson hydro plant.

Contingency plans, identifying explicit actions to be taken in the event of structures failure or flood/draught conditions were prepared for Water Board review, in compliance with the 1986 water licence renewals. Plans for prevention, and should they occur, containment, recovery and disposal of hazardous materials spills at the hydro sites areas were also prepared for Water Board approval.



UTILITY PLANT IMPROVEMENTS

Yellowknife Snare

A successful retrofit of one of the two Snare Forks generator set turbines was the highlight of the hydro facilities upgrading. In mid-summer, the retrofit of the runner built by Dominion Engineering Works was completed in a four week period. Testing and subsequent operation has confirmed anticipated improvement in water use efficiency and has provided an additional 1000 kw capacity to the plant and system.

Design for a new SCADA system for the hydro plants and the Jackfish diesel plant was completed and the material procurement commenced. This is a two-year project with the installation to be carried out in 1988/89 in the new Jackfish control area.

Yellowknife Jackfish

The decision was made to transfer the Mirrlees KV16 x 5,000 kw diesel generator from Pine Point to Jackfish and to design the new Jackfish facility.



Fort Simpson

The tank farm was upgraded. The four old 140,000 gallon bolted tanks were dismantled and replaced by three 44,000 gallon skid mounted welded tanks. The sheet steel from the old tanks was salvaged and used to line the existing "binwall" berm making it into an oil-tight catchment basin.



The damaged Ruston 12RK Genset (written off) was partially dismantled and removed from the power house. It was replaced by a new 1000 kw caterpillar 3516 generating set.

Utilizing an empty pad in the main powerhouse, a new 500 kw caterpillar 3508 generating set was purchased and installed.

The old Ruston 6ATX located in the old powerhouse was de-commissioned and will be removed and scrapped in the near future when the new office/warehouse/garage composite building is installed.

A sound attenuation program was carried out to reduce the noise from exhausts and radiator fans. The powerhouse was provided with a complete pressurizing and ventilation system and the combination of these two projects significantly reduced the sound pollution to acceptable levels.

Fort McPherson

An all metal catchment berm was installed for the three existing 20,000 gallon tanks, with provision to accept a fourth tank. All new material was used and the tanks were raised (moved) to allow floor fabrication.

Iqaluit

A completely new sloping roof was installed on the Federal Power Plant which houses the 2500 kw E.M.D. generating set.

Baker Lake

A 20,000 gallon skid mounted fuel tank was shipped from Rankin Inlet and installed in an all-metal catchment berm located between the old and new power plants. Use of the original multi-tank fuel storage was discontinued, supplies in future are being purchased from Government of Northwest Territories.

Fort Good Hope

The two old 70,000 gallon bolted fuel tanks were dismantled and replaced by three horizontal skid-mounted 44,000 gallon tanks installed in an all-metal berm behind the powerhouse. Salvaged sheet steel from the old tanks was used in the berm floor, supplemented by new material.

An additional radiator was installed in the engine cooling room.

Arctic Red River

The existing 20,000 gallon fuel storage tank was relocated into a newly built all-metal berm, constructed from all new material. The entire tank area and rear of powerhouse was fenced for security and safety reasons.

A new double feeder breaker was installed in the switchgear line-up.



Repulse Bay

The powerhouse building was upgraded by the completion of snow porches, interior lining of the battery annex, insulation of annex roof, additional lighting, addition of an annex connecting the powerhouse with the warehouse and housing the fuel handling equipment.

Engine cooling was improved by the addition of another radiator.

Resolute Bay

The fuel handling system internally and externally was modified by the addition of pumping, heating and filtering equipment to enable all the engines to operate on "Bent Horn" crude fuel from an oil well operating on Cameron Island.

Spence Bay

Two additional 98,000 gallon fuel storage tanks were shipped to site from Tuktoyaktuk and temporarily installed adjacent to the GNWT tank farm to counter a potential fuel shortage.

Gjoa Haven

One of the existing 20,000 gallon skid mounted fuel tanks was relocated on to the powerhouse lot, the fuel lines upgraded and a steel containment berm was constructed from material obtained mainly by dismantling an old bolted fuel tank which had been discarded some time previously.

Cape Dorset

A new 20,000 gallon skid mounted fuel tank was purchased and shipped to site and a gravel pad was built on the powerhouse lot to hold a steel berm and the new tank.

Broughton Island

The existing 20,000 gallon skid mounted fuel tank was relocated on the powerhouse lot and installed into a newly constructed metal catchment berm and the entire external fuel handling system was upgraded.

A 500 kw Caterpillar D398 generating set was purchased for installation in 1988/89.

Pelly Bay

A 14,000 gallon vertical fuel storage tank was purchased from local authorities. Material was flown to site and a metal catchment berm was constructed on the powerhouse lot. The tank was moved into the berm and an external fuel handling system constructed.

An additional engine cooling radiator was installed in the common rail system as back-up for the one existing radiator.



Fort Liard

A Caterpillar 3508 x 400 kw generating set was purchased and installed to replace an old Cummins 150 kw unit which was written off and scrapped.

New switchgear was fabricated and installed for the new genset and two existing generating sets. A new double feeder breaker was purchased and installed with the new switchgear and the entire distribution wiring within the powerhouse was rebuilt.

Grise Fiord

New switchgear was fabricated and installed for the existing Cat 3306 x 135 kw generating set.

The old feeder disconnects were replaced by two new moulded-case circuit breakers.

Jean Marie River

The powerhouse was totally refurbished as follows. A rebuilt 65 kw G.M. DD4-1 generating set was installed. The existing 2 x 40 kw sets were rotated 180 degrees and radiator plenums made and installed on the three units with a louvre system for heating the building. The three gensets received new switchgear and electronic governors, and two new moulded case feeder breakers were installed for the distribution system.

The entire lighting system was rewired, emergency lights installed, including the warehouse. An internal fuel handling module was purchased and installed and all internal fuel piping was renewed. External fuel handling system was upgraded.

Nahanni Butte

A new internal fuel handling module was purchased and installed.

Fire Detection Systems

All new fire detection systems were designed, purchased and installed in Fort McPherson, Coppermine, Fort Simpson, Fort Smith, Baker Lake and Gjoa Haven. The systems consist of thermal, smoke and flame detecting devices coupled to both visual and audible alarms.



ELECTRICAL DISTRIBUTION

This past season saw the Commission construct approximately 21.5 km of electrical distribution lines, extending the facilities to various new housing developments, new schools, new commercial complexes, municipal government improvements and to additional street light facilities. Three of the larger developments were carried out on new subdivisions at Tuktoyaktuk and Fort Simpson, and a new college for Iqaluit.

As well, capital contributions in excess of \$570,000.00 were received for the construction of line extensions, determined to be beyond the scope of normal operations. Some of these projects included 1 km of line to a water truck fill station in Pangnirtung, a municipal road re-alignment program in Lake Harbour, which necessitated relocating lines, and the construction of 2.4 km of line extending the electrical facilities to the outskirts of the Reindeer Point subdivision in Tuktoyaktuk.

Extensive maintenance programs were realized throughout the NWT; the larger of them being pole replacements at Arctic Bay and Cape Dorset. The dismantling and disposal of 145 km. of a 69 KV transmission line between Inuvik and Tuktoyaktuk was completed on schedule.

CAMBRIDGE BAY WIND FARM

Canada's first wind farm project, located at Cambridge Bay, N.W.T., was officially opened on March 16, 1988. The Honourable Nellie Cournoyea, N.W.T. Minister for Energy, cut the ribbon in a ceremony which took place during an Arctic blizzard.

The project consists of four 25 kilowatt Carter Model 25 wind turbines. Each turbine, supplied and installed by Nor'Wester Energy Systems of Calgary, has a 9.8 m (32.5 ft.) diameter rotor and is mounted on a 24 m (80 ft.) tower. These wind powered generators supplement NCPC's diesel-fueled 2 megawatt electrical grid.

The Cambridge Bay Wind Electric Generating Station is expected to produce about 175,000 kWh annually, displacing about 68,000 litres of diesel fuel and saving about \$25,000 in fuel costs. It is expected to demonstrate the usefulness and viability of wind energy exploitation in the North, and lead to additional projects in other communities.

The wind farm is a joint project of Northern Canada Power Commission and Energy, Mines and Resources.



SAFETY

In addition to the District Joint Health-Safety Committees and representatives, management appointed safety supervisors in most area plants.

Due to their efforts in conjunction with the employees, the Commission observed a sharp decrease in accident frequency and severity over the previous year. Employee education programs also contributed to the decrease. Fire prevention organization, education and training remained a high safety priority. The plant safety and fire inspection program was escalated during the year. Activity commenced with information seminars and hazardous product inventories to ensure that the Commission would be in a position to comply with the demanding forthcoming Worksite Hazardous Materials Information System (WHMIS) legislation coming into force on October 31, 1988.

TRAINING

The Supervisory Management Levels I and II In-house Training Program proved to be very successful with a total of 68 supervisors and union employees participating. A total of 9 electricians and mechanics participated in specialized and upgrading training programs throughout the year and 10 Head Office financial and rates analyst personnel successfully completed various CMA and computer program courses. In light of the Commission upgrading its information services to the IBM System 38 and expanding computer services to the district and area offices, district and area personnel participated in a variety of specific computer training programs in Edmonton and at the local level.





Joint Health-Safety Committee members and Safety representatives in the district received in-house training programs relative to fire prevention and various safety aspects in relation to the industry. Strong emphasis was on committee and safety organization. An important part of the training program was a day devoted to a WHMIS Seminar to appraise safety personnel of the forthcoming legislation requirements.

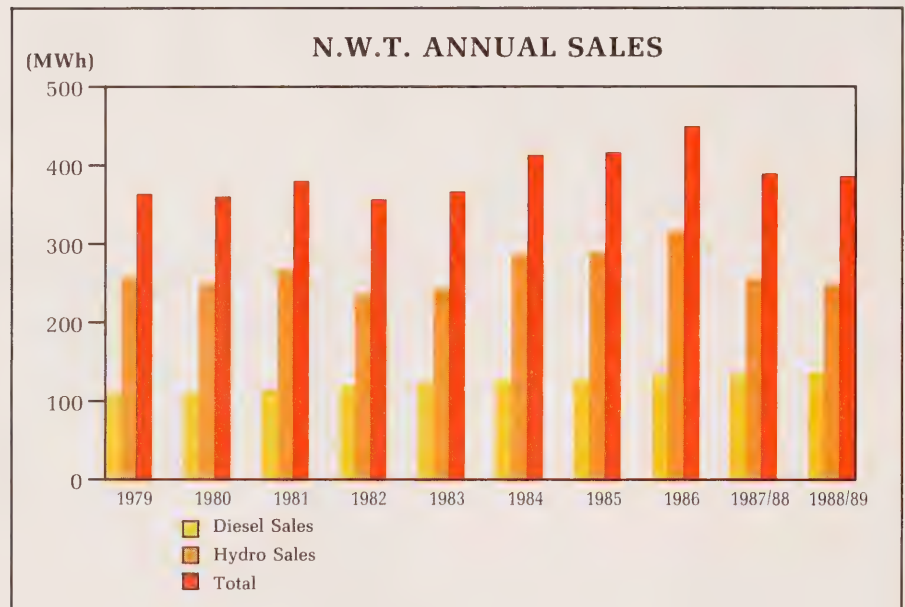
The Commission mandate to increase and update training during the year was successfully met.





GENERATION/ SALES STATISTICS

Electrical generation in 1987/88 totalled 459,100 MWh and provided electrical utility sales of 390,469 MWh. Sales by rate zones and the corresponding relative changes from the previous year were as follows:



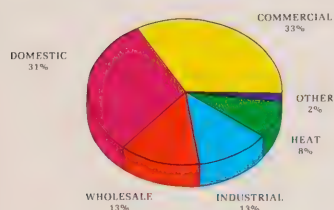
Rate Zone	Sales (MWh) 1987/88	Relative Change (%)
Northwest Territories	389,857	-13.57
Field, B.C.	612	-48.88

The system non-coincidental peak load decreased from 155 MW in 1986/87 to 85 MW in 1987/88. The significant decrease in generation and sales resulted primarily from the divestiture of the Commission's business operations in the Yukon Territory, the sale of the Field, B.C. operations on November 5, 1987 and reduced mining operations at Pine Point, N.W.T. To permit a meaningful comparison of the results of operations for the fiscal year 1987/88, the financial and non-financial statistics of the Yukon rate zone for the fiscal year 1986/87 are excluded from this review.

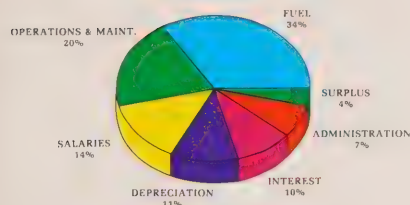


FINANCIAL REVIEW

SOURCE OF REVENUE



USE OF REVENUE



Net Income

Northern Canada Power Commission earned a net income of \$3.043 million in 1987/88 compared with a loss of \$2.604 million in 1986/87. The improved financial position is attributable to the divestiture of the loss operations in the Yukon Territory. A debt/equity ratio on March 31, 1988 of 0.778 as compared to 0.806 as at March 31, 1987, a cash flow coverage of 1.91, and an interest coverage ratio of 1.41 and 0.88 for 1987/88 and 1986/87 respectively, indicate the strong financial position of the Commission.

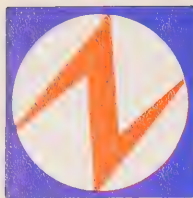
Revenues

Gross revenue from operations totalled \$75.52 million, a decrease of 5.0% over the previous fiscal year. Total generation decreased by 10.4% to 459 GWh. Sales of electrical energy by customer class and the corresponding relative changes from the fiscal year 1986/87 were:

Customer Class	MWH 1987/88	Relative Change (%)	(\$000) 1987/88	Relative Change (%)
Industrial	116,818	-36.27	9,403	-33.12
Wholesale	110,501	8.51	10,143	4.97
Commercial	83,114	-1.28	25,361	4.05
Domestic	80,036	-3.47	23,179	0.39
Total	390,469	-13.66	68,086	-4.35

N.W.T. REVENUE BY YEAR (\$ MILLIONS)





Revenue of \$6.208 million from heat operations was decreased by 9.2% from 1986/87.

Other revenues derived from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services, decreased by 16.8%.

Expenses

Total expenses were \$72.48 million, a decrease of \$3.27 million over the previous year.

Depreciation expense increased by approximately \$0.7 million or 8.4% over 1986/87. The increase resulted from the natural progression of the annuity method of depreciation, combined with the depreciation charge of additional facilities brought into service.

Energy related costs, comprised primarily of fuel and purchased power, decreased 10.6% over 1986/87. The cost of fuel used for electric and heat generation totalled \$24.2 million in 1987/88, a decrease of \$4.2 million over 1986/87. Electric energy generated by diesel provided 39.0% of the total generation, hydro stations supplied 59.2% and the remaining 1.8% was power purchased from Esso Resources Canada Ltd., at Norman Wells, N.W.T.

Finance expense, comprised of gross interest paid to the Government of Canada after the deduction of interest receivable from investing in money market instruments, absorbed 9.8% of the total 1987/88 revenue.



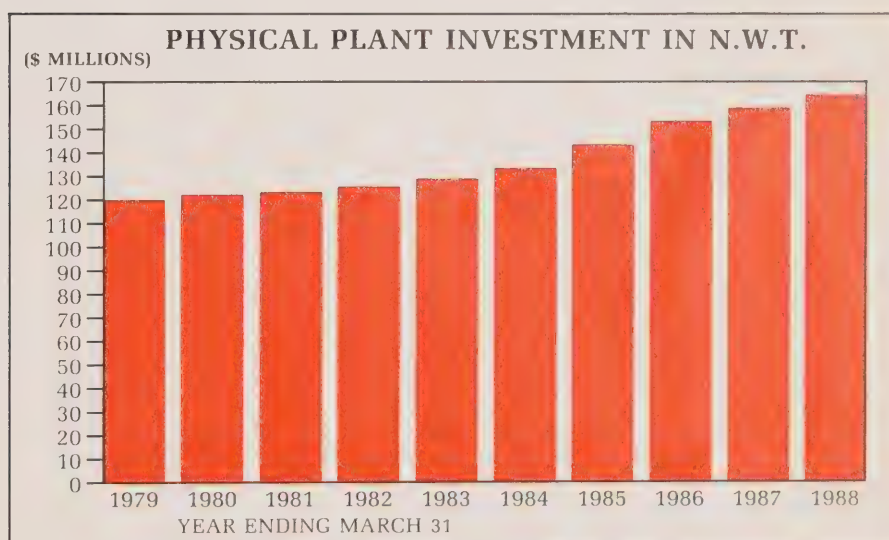


Investment in Fixed Assets

Northern Canada Power Commission invests in fixed assets to meet expected growth in the demand for electricity and to replace existing assets with facilities that are more economical. The total gross assets of the Commission as at March 31, 1988 were \$210.8 million, and 81.1% of this amount consists of fixed assets in service and under construction with the remaining 28.9% representing current assets. This relatively high percentage reflects the capital intensive nature of the Commission's business.

New investments in fixed assets during 1987/88 were \$7.4 million. The expenditures on major capital projects under construction during 1987/88 included:

<u>Projects Under Construction</u>	<u>Expended in 1987/88</u>	<u>Estimated Total Cost</u>
(thousands of dollars)		
Snare/Yellowknife Transmission Line	399	14,405
Electronic Control and Data Acquisition equipment	205	1,195
Diesel installation at Yellowknife	51	3,074



Financing

Funds required by the Commission to finance its investment in fixed assets in 1987/88 were provided by cash generated from operations. Cash amounting to \$16.66 million was used to repay interest (\$9.53 million) and principal (\$7.13 million) owing to Canada. As at March 31, 1988, the Commission owed Canada \$96.13 million.



REPORT OF MANAGEMENT'S ACCOUNTABILITY

The Honourable Bill McKnight, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development

The accompanying financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Commission maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Commission's aims, and are protected from loss or unauthorized use and that the Commission acts in accordance with the laws of Canada. The Commission's management recognizes its responsibility for conducting the Commission's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to an agent of the Crown. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective audit for the purpose of expressing his opinion on the financial statements. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this audit are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation.

J.W. Beaver
Chairman and Chief Executive Officer

R.A. Phillips
Comptroller



AUDITOR'S REPORT

To the Minister of Indian Affairs and Northern Development

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1988 and the statements of operations, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1988 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, the transactions of the Commission that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with Part XII of the Financial Administration Act and regulations, the Northern Canada Power Commission Act, and the by-laws of the Commission.

Raymond Dubois, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 10, 1988



Balance Sheet
as at March 31, 1988

ASSETS

1988

1987

(thousands of dollars)

Property and equipment

In service (Note 3)

Projects under construction

\$ 97,528

\$ 99,599

678

10

98,206

99,609

Current

Cash and term deposits

Accounts receivable

Utilities

Other

14,152

15,877

10,858

13,673

1,020

1,008

Inventories

Fuel and lubricants

Other supplies

10,841

10,095

2,904

2,657

39,775

43,310

\$137,981

\$142,919

Approved by the Commission

Chairman and Chief Executive Officer

Member



LIABILITIES

1988

1987

(thousands of dollars)

Long Term		
Loans from Canada (Notes 1(c) and 4)	\$ 96,129	\$ 96,129
Deferred credit		
Contributions in aid of construction	3,842	4,065
Current		
Due to Canada		
Current portion of long-term loans (Note 4)	-	7,130
Accounts payable	7,739	7,355
Employee leave and termination benefits	2,629	3,098
Contractors' holdbacks	143	196
	<u>10,511</u>	<u>17,779</u>
	110,482	117,973

EQUITY OF CANADA

Contributed surplus — divestiture of operations (Note 1(a))	1,382	1,319
Contingency reserve (Note 5)	10,000	10,000
Retained earnings	16,117	13,627
	<u>27,499</u>	<u>24,946</u>
	<u>\$137,981</u>	<u>\$142,919</u>



Statement of Operations
for the year ended March 31, 1988

	<u>1988</u>	<u>1987</u>
	(thousands of dollars)	
Revenues		
Sale of power	\$ 67,928	\$ 90,776
Sale of heat	6,208	6,840
Other	1,388	1,597
	<u>75,524</u>	<u>99,213</u>
Expenses		
Operations and maintenance	51,022	61,416
Depreciation	8,539	11,577
Engineering and general administration (Note 6)	5,523	6,303
	<u>65,084</u>	<u>79,296</u>
Income from operations	10,440	19,917
Interest (Note 7)	7,397	22,521
Income (loss) before extraordinary item	3,043	(2,604)
Extraordinary item — divestiture of assets in Yukon Territory and Field, B.C. (Note 1)	-	1,319
Net income (loss) for the year	<u>\$ 3,043</u>	<u>\$ (1,285)</u>

Statement of Retained Earnings
for the year ended March 31, 1988

	<u>1988</u>	<u>1987</u>
	(thousands of dollars)	
At beginning of the year	\$ 13,627	\$ 3,904
Net income (loss) for the year	3,043	(1,285)
	16,670	2,619
Distribution of retained earnings (Note 1(b))	(490)	-
Transfer to contributed surplus — divestiture of operations (Note 1(b))	(63)	(1,319)
Deficit related to Yukon operations written off	-	16,692
Transfer to contingency reserve	-	(4,365)
At end of the year	<u>\$ 16,117</u>	<u>\$ 13,627</u>



Statement of Changes in Financial Position
for the year ended March 31, 1988

	1988	1987
	(thousands of dollars)	
Operating activities		
Reported net income (loss)	\$ 3,043	\$ (1,285)
Items not requiring an outlay of cash		
Depreciation	8,539	11,577
Overdue interest		5,469
Extraordinary item	-	(1,319)
Decrease in trade balances	2,665	701
(Increase) decrease in inventories	(993)	1,454
Funds provided by operating activities	<u>13,254</u>	<u>16,597</u>
Investing activities		
Expenditures for property and equipment	(7,424)	(13,013)
Proceeds on disposal of property and equipment	65	63
Net funds used in investing activities	<u>(7,359)</u>	<u>(12,950)</u>
Financing activities		
Long-term loan retirement	(7,130)	(17,088)
Distribution of retained earnings	(490)	-
Long-term loans from Canada	-	11,600
Net funds used in financing activities	<u>(7,620)</u>	<u>(5,488)</u>
Non-cash activities related to the devolution of operations in the Yukon Territory		
Disposal of assets	-	95,000
Reduction of long-term loans	-	(95,000)
Net non-cash activities	<u>-</u>	<u>-</u>
Net decrease in funds	1,725	1,841
Funds at beginning of the year (cash and term deposits)	<u>15,877</u>	<u>17,718</u>
Funds at end of the year	<u>\$ 14,152</u>	<u>\$ 15,877</u>



Notes to Financial Statements

March 31, 1988

1. The Commission

The Northern Canada Power Commission is a Crown corporation named in Schedule C, Part I, to the Financial Administration Act and operates under the Northern Canada Power Commission Act. The Commission is exempt from income tax.

The objective of the Commission is to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories and, with the approval of the Governor in Council, elsewhere in Canada.

Devolution

On November 5, 1985, the Minister of Indian Affairs and Northern Development agreed to a memorandum of Understanding with the territorial ministers representing the Governments of the Northwest Territories and the Yukon Territory, to transfer Northern Canada Power Commission to the territorial governments.

(a) Yukon Territory

Under the provisions of the Northern Canada Power Commission Yukon Assets Disposal Authorization Act, the Commission's business operations related to the Yukon Territory were transferred on March 31, 1987. The application of the financial terms of the Act created an extraordinary gain of \$1,382,000 which was credited to contributed surplus.

(b) Field, B.C.

Order in Council PC 1987-7/955 of May 7, 1987 authorized the Commission to sell the property and equipment in service of Field, B.C. rate zone. The net book value of these assets was written down by \$63,000 and charged against contributed surplus at March 31, 1987 to reflect the selling price of \$61,000. The retained earnings of \$490,000, net of the capital loss of \$63,000, was distributed to Canada on March 31, 1988.

(c) Northwest Territories

The Northern Canada Power Commission (Share Issuance and Sale Authorization) Act, assented to on April 27, 1988, provided for the conversion of the total long-term loans of \$96,129,000 due to Canada as at March 31, 1988 into shares and a promissory note as follows:

	(thousands of dollars)
Shares	\$ 43,129
Promissory Note	53,000
	<u>\$ 96,129</u>

The promissory note is payable to Canada on April 30, 1998, with interest at the rate of 11% per annum. Further, the Act provides for Canada to sell the shares and assign the promissory note to the Government of the Northwest Territories for a purchase consideration of \$53,000,000. These transactions were completed pursuant to the Acquisition Agreement signed on May 5, 1988.

The Act also repealed the Northern Canada Power Commission Act and authorized the Commission to continue its operations as a corporation governed by the laws of the Northwest Territories.



2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances and applied on a basis consistent with that of the preceding year. A summary of the significant accounting policies of the Commission is as follows:

Property and equipment

Property and equipment, including that donated to the Commission by Canada and others, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

The normal retirements, the cost of property and equipment retired less disposal proceeds is charged or credited to accumulated depreciation with no gain or loss being reflected in operations. Gains or losses on disposal of property and equipment resulting from exceptional circumstances are reflected in the results of operations for the year.

Depreciation

Depreciation of property and equipment, financed by loans from Canada, and in service prior to March 31, 1977, excluding the Head Office building, is calculated as an amount equivalent to the principal portion of the repayment of the associated loan. The loans are being repaid by the annuity method over the estimated economic life of the assets. Property and equipment, financed by loans from Canada and in service subsequent to March 31, 1977, the Head Office building, property and equipment purchased from internally generated funds, and donated plants and extensions, are depreciated on the straight-line method.

Depreciation rates for the various classes of assets are based on their estimated economic lives, which for the principal classes of assets are:

Hydroelectric plants	30 - 50 years
Diesel engines and associated equipment	10 - 15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 - 30 years
Heating systems	20 years
Transmission and distribution systems	20 - 30 years
Office and general equipment	5 - 15 years
Motor vehicles	4 years

Deferred credit

Deferred credit represents contributions from Canada and others to aid the construction and acquisition of property and equipment, and is amortized over the estimated economic lives of the respective donated property and equipment.

Inventories

Inventories are valued at average cost. Provision is made for any decline in value of slow-moving inventory.



Employee termination benefits

Employees are entitled to specified benefits on termination as provided for under labour contracts and conditions of employment. The liability for these payments is recorded in the accounts as the benefits accrue to the employees.

Pension plan

All employees are covered by the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. Contributions to the Plan are required from both the employee and the Commission. These contributions represent the total liability of the Commission and are recognized in the accounts on a current basis.

Grants in lieu of taxes

Grants in lieu of taxes are based on estimated municipal assessments adjusted in accordance with the Municipal Grants Act. Grants are paid after the amounts have been audited by the Municipal Grants Division of Public Works Canada.

3. Property and equipment in service

	1988	1987
	(thousands of dollars)	
Electric power plants	\$129,029	\$124,883
Transmission and distribution systems	26,585	25,832
Other utilities	3,029	3,687
Staff accommodation	3,388	3,430
Warehouse, motor vehicles and general facilities	8,325	7,415
	170,356	165,247
Less accumulated depreciation	72,828	65,648
	<u>\$ 97,528</u>	<u>\$ 99,599</u>

4. Loans from Canada

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest-bearing loans from Canada. Interest at prevailing rates is accrued during the course of construction of a project and added to the amount borrowed. The total loan including accrued interest is repaid on terms and conditions as approved by Governor in Council. As described in Note 1(c), the Northern Canada Power Commission (Share Issuance and Sale Authorization) Act has authorized the conversion of the loans due to Canada into shares and a promissory note.

At March 31, 1988, loans carried interest at rates ranging from 4.125% to 15.625% with a weighted average interest rate of 9.262% (1987 - 9.234%).

5. Contingency reserve

Order in Council PC 1980 - 1989 of July 24, 1980, authorized the Commission to establish a contingency reserve which is not to exceed \$10 million. The contingency reserve is non-funded.



6. Engineering and general administration expense

Engineering and general administration expense is net of \$517,000 (1987 - \$344,000) allocated to capital projects.

7. Interest

	1988	1987
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term loans from Canada	\$ 9,530	\$25,057
Income from term deposits and receivables	2,133	2,536
	<u>\$ 7,397</u>	<u>\$22,521</u>

8. Commitments

At March 31, 1988, the estimated committed cost to complete capital projects is approximately \$21,069,000 (1987 - \$797,000).

9. Related party transactions

In addition to the transactions described in Notes 1, 4 and 7, the Commission has significant transactions with the Government of Canada and its agencies, as well as with territorial and municipal governments of the Northwest Territories. These transactions and resulting balances comprise:

	1988	1987
	(thousands of dollars)	
Sale of power and heat	\$37,653	\$43,869
Purchase of fuel	9,541	9,088
Contributions to the Public Service Superannuation Plan	677	742
Treasury bills and accrued interest	14,749	14,494
Accounts receivable	6,004	7,338
Accounts payable	1,854	1,959
Transfer of Yukon liabilities	1,071	-
Distribution of retained earnings	490	-

Furthermore, the Commission receives audit and legal services without charge from the Office of the Auditor General of Canada and the Department of Justice of Canada.



Statement of Operations by Rate Zone
for the year ended March 31, 1988

	<u>N.W.T.</u>	<u>B.C.</u>	<u>TOTAL</u>
		(thousands of dollars)	
Income			
Sale of power	67,743	185	67,928
Sale of heat	6,208	-	6,208
Other	1,386	2	1,388
	<u>75,337</u>	<u>187</u>	<u>75,524</u>
Expense			
Operations and maintenance	50,915	107	51,022
Engineering and general administration	5,498	25	5,523
Depreciation	8,524	15	8,539
	<u>64,937</u>	<u>147</u>	<u>65,084</u>
Income before interest expense	10,400	40	10,440
Interest expense, net	<u>7,406</u>	<u>(9)</u>	<u>7,397</u>
Net income for the year — March 31, 1988	<u>2,994</u>	<u>49</u>	<u>3,043</u>
Net income for the year — March 31, 1987	<u>3,720</u>	<u>37</u>	<u>3,757</u>



Analysis of Electricity Sales

year ended March 31, 1988

	N.W.T.			OTHER		
	\$000	Million kWh	Average ¢ per kWh	\$000	Million kWh	Average ¢ per kWh
Wholesale	10,144	110.5	9.18	-	-	-
Industrial	9,403	116.8	8.05	-	-	-
Residential	23,117	79.8	28.97	62	0.3	20.67
Commercial	24,513	79.9	30.72	121	0.3	40.33
Street Lighting	566	2.9	19.52	2		
Total	67,743	389.9	17.37	185	0.6	30.83

OPERATING PLANT (\$000)

	N.W.T.	OTHERS
Capital Investment	164,506	-
Investment per \$ revenue	2.43	-
Investment per kWh sold	0.42	-

CONSUMERS

—Retail	13,816	157
—Industrial	3	-
—Wholesale	1	-



OPERATING STATISTICS

<i>Year ended March 31</i>	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979
GENERAL DATA										
No. of — Operations	49	56	56	56	56	56	56	56	56	56
— Employees	296	322	320	330	326	331	333	304	303	304
— Contract Operators	18	20	22	24	25	25	25	26	26	25
ELECTRIC POWER										
Installed Capacity (kW in thousands)										
Hydro	45	124	122	122	122	102	102	102	102	102
Thermal	<u>114</u>	<u>138</u>	<u>146</u>	<u>146</u>	<u>145</u>	<u>143</u>	<u>142</u>	<u>142</u>	<u>142</u>	<u>142</u>
TOTAL	159	262	268	268	267	245	244	244	244	244
PERCENTAGE HYDRO CAPACITY										
	28	47	46	46	46	42	42	42	42	42
NET PEAK LOAD										
(kW in thousands)	85	155	134	136	126	139	151	142	131	135
Generation (kWh in millions)										
Hydro	272	687	534	536	491	495	528	556	585	568
Thermal	<u>187</u>	<u>199</u>	<u>181</u>	<u>182</u>	<u>169</u>	<u>197</u>	<u>303</u>	<u>212</u>	<u>175</u>	<u>179</u>
TOTAL	459	886	715	718	660	692	831	768	760	747
PERCENTAGE HYDRO GENERATION										
	59	78	75	75	74	72	64	72	77	76
SALES										
(kWh in millions)	390	796	636	636	581	616	747	692	685	672
PERCENTAGE SALES TO GENERATION										
	85	90	89	89	88	89	90	90	90	90
FUEL CONSUMED										
(litres 10 ⁶)	63	71	68	66	65	72	102	80	70	67
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTU's in billions)	302	330	335	334	353	381	390	408	365	422
Water Sales (litres 10 ⁶)	727	821	808	741	700	622	725	673	682	705



Summarized Financial Statistics (\$000)

STATEMENT OF EARNINGS

	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979
Revenue										
Electricity Sales	67,928	90,776	80,457	80,128	73,749	70,826	66,598	49,579	44,187	39,561
Heat Sales	6,208	6,840	6,825	6,601	7,043	7,098	5,602	5,272	4,046	3,945
Other	1,388	1,597	1,482	1,414	1,127	1,333	1,163	1,063	812	972
	<u>75,524</u>	<u>99,213</u>	<u>88,764</u>	<u>88,143</u>	<u>81,919</u>	<u>79,257</u>	<u>73,363</u>	<u>55,914</u>	<u>49,045</u>	<u>44,478</u>
Expenses										
Operations & Maintenance	51,033	59,498	54,577	53,051	47,764	45,200	48,168	32,912	26,543	22,601
Engineering & General Administration	8,539	8,221	6,854	5,956	5,577	4,991	4,447	3,470	3,060	2,604
Depreciation	5,512	11,577	11,070	10,118	7,843	6,971	6,367	6,061	5,481	4,460
Interest Net	7,397	22,521	21,524	13,143	14,879	14,843	13,956	13,871	13,952	14,877
	<u>72,481</u>	<u>101,817</u>	<u>94,025</u>	<u>82,268</u>	<u>76,063</u>	<u>72,005</u>	<u>72,938</u>	<u>56,314</u>	<u>49,036</u>	<u>44,542</u>
Net Income (Loss)										
Before Extraordinary Item	3,043	(2,604)	(5,261)	5,875	5,856	7,252	425	(400)	9	(64)
Extraordinary Item	-	1,319	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income (Loss)	<u>3,043</u>	<u>(1,285)</u>	<u>(5,261)</u>	<u>5,875</u>	<u>5,856</u>	<u>7,252</u>	<u>425</u>	<u>(400)</u>	<u>9</u>	<u>(64)</u>

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

Operating Activities										
Funds from Operations	11,582	14,442	13,571	15,928	13,858	14,234	6,793	5,678	5,546	5,303
Non-cash Working Capital Decrease (Increase)	1,672	2,155	(2,827)	(153)	(1,510)	351	(5,225)	(783)	331	655
Funds provided by Operating Activities	<u>13,254</u>	<u>16,597</u>	<u>10,744</u>	<u>15,775</u>	<u>12,348</u>	<u>14,585</u>	<u>1,568</u>	<u>4,895</u>	<u>5,877</u>	<u>5,958</u>
Investing Activities										
Expenditures for Property and Equipment	(7,424)	(13,013)	(4,040)	(12,344)	(30,098)	(34,204)	(9,488)	(5,606)	(3,674)	(6,136)
Disposal of Property and Equipment	65	63	847	7,382	-	4	61	68	13	563
Funds used in Investing Activities	<u>(7,359)</u>	<u>(12,950)</u>	<u>(3,193)</u>	<u>(4,962)</u>	<u>(30,098)</u>	<u>(34,200)</u>	<u>(9,427)</u>	<u>(5,538)</u>	<u>(3,661)</u>	<u>(5,573)</u>
Financing Activities										
Long-term Debt Retirement	(7,130)	(17,088)	(8,015)	(13,876)	(131,315)	(6,186)	(5,726)	(5,529)	(4,990)	(4,922)
Long-term Loans from Canada	-	11,600	3,900	5,000	141,560	39,457	9,982	5,000	4,000	13,600
Distribution of Retained Earnings	(490)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Funds (used in) provided by Financing Activities	<u>(7,620)</u>	<u>(5,488)</u>	<u>(4,115)</u>	<u>(8,876)</u>	<u>10,245</u>	<u>33,271</u>	<u>4,256</u>	<u>(529)</u>	<u>(990)</u>	<u>8,678</u>
Increase (Decrease) in Cash Equivalents	<u>(1,725)</u>	<u>(1,841)</u>	<u>3,436</u>	<u>1,937</u>	<u>(7,505)</u>	<u>13,656</u>	<u>(3,603)</u>	<u>(1,172)</u>	<u>1,226</u>	<u>9,063</u>

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

Assets										
Property & Equipment at Cost	170,356	165,247	305,509	302,838	283,998	220,252	215,590	211,691	209,183	205,530
Accumulated Depreciation	(72,828)	(65,648)	(84,283)	(74,032)	(54,106)	(49,996)	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)
Construction in Progress	678	10	176	529	248	37,788	8,554	3,568	1,538	1,933
Current	39,775	43,310	47,323	42,470	40,279	43,703	31,505	28,467	27,247	24,887
	<u>137,981</u>	<u>142,919</u>	<u>268,725</u>	<u>271,805</u>	<u>270,419</u>	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>
Liabilities and Canada's Equity Surplus (Deficit)										
Long Term Debt	27,499	24,946	9,539	14,800	8,925	3,069	(4,183)	(4,608)	(4,208)	(4,217)
Deferred Credit	96,129	96,129	224,839	231,336	240,797	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879
Current	3,842	4,065	4,230	4,286	-	-	-	-	-	-
	<u>10,511</u>	<u>17,779</u>	<u>30,117</u>	<u>21,383</u>	<u>20,697</u>	<u>25,007</u>	<u>25,543</u>	<u>23,667</u>	<u>21,424</u>	<u>19,408</u>
	<u>137,981</u>	<u>142,919</u>	<u>268,725</u>	<u>271,805</u>	<u>270,419</u>	<u>251,747</u>	<u>212,331</u>	<u>206,234</u>	<u>205,554</u>	<u>205,070</u>



COMMUNITY

INSTALLED CAPACITY (kW)

**MACKENZIE & NORTH CENTRAL REGION,
NORTHWEST TERRITORIES**

AKLAVIK	1400
ARCTIC BAY	1050
ARCTIC RED RIVER	330
CAMBRIDGE BAY	2375
COPPERMINE	1575
FORT FRANKLIN	1300
FORT GOOD HOPE	900
FORT LIARD	1000
FORT MCPHERSON	1760
FORT NORMAN	950
FORT RESOLUTION	750
FORT SIMPSON	4485
FORT SMITH	6150
GJOA HAVEN	1160
HOLMAN ISLAND	850
INUVIK	15125
JEAN MARIE RIVER	150
LAC LA MARTRE	440

COMMUNITY

INSTALLED CAPACITY (kW)

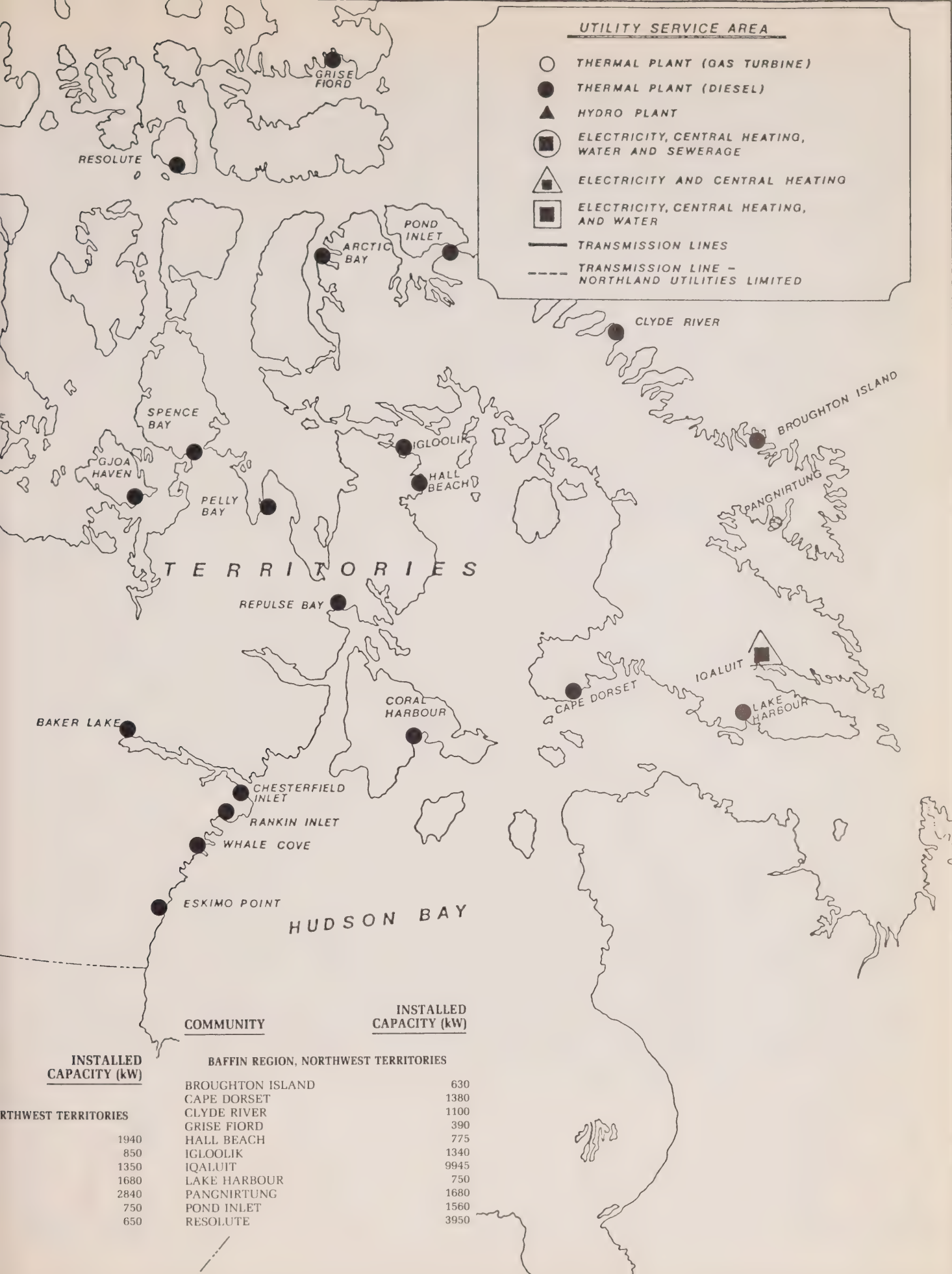
**MACKENZIE & NORTH CENTRAL REGION,
NORTHWEST TERRITORIES**

NAHANNIE BUTTE	155
NORMAN WELLS	700
PAULATUK	600
PELLEY BAY	800
PINE POINT	12650
RAE/EDZO	1200
RAE LAKES	330
SACHS HARBOUR	800
SNARE RAPIDS	7900
SNARE FALLS	7400
SNARE FORKS	8900
SNOWDRIFT	640
SPENCE BAY	900
TUKTOYAKTUK	2530
TALTSON	21000
WRIGLEY	480
YELLOWKNIFE	16640

COMMUNITY

KEEWATIN

BAKER LAKE
CHESTERFIELD
CORAL HARBOR
ESKIMO POINT
RANKIN INLET
REPULSE BAY
WHALE CREEK





Sommaire des Statistiques Financières (\$000)

	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979
RELEVÉ DES GAINS										
Revenu	67,928	90,776	80,457	80,128	73,749	70,826	66,598	49,579	44,187	39,561
Ventes d'électricité										
Ventes d'énergie										
calorifique	6,208	6,840	6,825	6,601	7,043	7,098	5,602	5,272	4,046	3,945
Divers	1,388	1,597	1,482	1,414	1,127	1,333	1,163	1,063	812	972
Dépenses	75,524	99,213	88,764	88,143	81,919	79,257	73,363	55,914	49,045	44,478
Exploitations et entretien	31,033	59,498	54,577	33,051	47,764	43,200	48,168	32,912	26,343	22,601
Administration technique	8,539	8,221	6,854	5,956	5,377	4,991	4,447	3,470	3,060	2,604
et générale	5,512	11,577	11,070	10,118	7,843	6,971	6,367	6,061	5,481	4,460
Amortissement	7,397	22,521	21,524	13,143	14,879	14,843	13,956	13,871	13,952	14,877
Intérêt — Net	72,481	101,817	94,025	82,268	76,063	72,005	72,938	56,314	49,036	44,542
Revenu Net (Pertes)	3,043	(2,604)	(5,261)	5,875	5,856	7,252	425	(400)	9	(64)
Revenu net (Pertes)	3,043	(1,285)	(5,261)	5,875	5,856	7,252	425	(400)	9	(64)
Revenu net (Pertes)	3,043	(1,285)	(5,261)	5,875	5,856	7,252	425	(400)	9	(64)
RELEVÉ DES CHANGEMENTS DANS LA SITUATION FINANCIÈRE										
Activités d'exploitation	11,582	14,442	13,571	15,928	13,858	14,234	6,793	5,678	5,546	5,303
Fonds provenant des activités d'exploitation										
Fonds de roulement hors caisse										
Diminution (augmentation)	1,672	2,155	(2,827)	(153)	(1,510)	351	(5,225)	(783)	331	655
Fonds provenant des activités d'exploitation	13,254	16,597	10,744	15,775	12,348	14,585	1,568	4,895	3,877	5,958
Activités d'investissement										
Dépenses d'immobilisation	(7,424)	(13,013)	(4,040)	(12,344)	(30,098)	(34,204)	(9,488)	(3,506)	(3,574)	(6,136)
Disposition d'immobilisation	63	847	7,382	-	4	61	68	13	563	563
Fonds affectés aux activités d'exploitation	(7,359)	(12,950)	(3,193)	(4,962)	(30,098)	(34,200)	(9,427)	(5,538)	(3,661)	(5,573)
Activités de financement										
Retraite de la dette à long terme	(7,130)	(17,088)	(8,015)	(13,876)	(13,115)	(6,186)	(5,726)	(5,329)	(4,990)	(4,922)
Emprunts du Canada à long terme	-	11,600	3,900	5,000	141,560	39,457	9,982	5,000	4,000	13,600
Fonds affectés provenant des activités de financement	(490)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentation (diminution) aux équivalents de caisse	(7,620)	(5,488)	(4,115)	(8,876)	10,245	33,271	4,256	(529)	(990)	8,678
RELEVÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE										
Biens										
Propriété et équipement	170,356	165,247	305,509	302,838	283,998	220,252	215,590	211,691	209,183	205,530
au prix coûtant										
Amortissement accumulé	(72,828)	(65,648)	(84,283)	(74,032)	(54,106)	(49,996)	(43,318)	(37,492)	(32,414)	(27,280)
Construction en cours	678	10	176	529	248	37,788	8,554	3,568	1,538	1,933
Biens courants	39,775	43,310	47,323	42,470	40,279	43,703	31,505	28,467	27,247	24,887
Responsabilités et Securitités										
du Canada Surplus (déficit)	27,499	24,946	9,539	14,800	8,925	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879
Dette à long terme	96,129	96,129	224,839	231,336	240,797	223,671	190,971	187,175	188,338	189,879
(Credite rapporte)	3,842	4,065	4,230	4,286	20,697	25,007	25,543	23,667	21,424	19,408
Dette actuelle	137,981	142,919	268,725	271,805	270,419	251,747	212,331	206,234	205,554	205,070



RÉSUMÉ STATISTIQUE

Année terminée le 31 mars

1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979
DONNÉES GÉNÉRALES									
49	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Nombre — centrales									
296	322	320	330	326	331	333	304	303	304
— employés									
18	20	22	24	25	25	25	26	26	25
— employés à forfait									
ÉNERGIE ÉLECTRIQUE									
45	124	122	122	122	102	102	102	102	102
Hydraulique									
114	138	146	146	145	143	142	142	142	142
Thermique									
159	262	268	268	267	245	244	244	244	244
TOTAL									
28	47	46	46	46	42	42	42	42	42
POURCENTAGE DE CAPACITÉ									
HYDRAULIQUE									
85	155	134	136	126	139	151	142	131	135
(en milliers de kW)									
Production									
(en millions de kWh)									
272	687	534	536	491	495	528	556	585	568
Hydraulique									
187	199	181	182	169	197	303	212	175	179
Thermique									
459	886	715	718	660	692	831	768	760	747
TOTAL									
POURCENTAGE DE GÉNÉRAT									
HYDRAULIQUE									
59	78	75	75	74	72	64	72	77	76
VENTES									
390	796	636	636	581	616	747	692	685	672
(en millions de kWh)									
POURCENTAGE VENTES DE									
GÉNÉRATION									
85	90	89	89	88	89	90	90	90	90
COMBUSTIBLE CONSOMMÉ									
63	71	68	66	65	72	102	80	70	67
(litres 10 ⁶)									
CHALEUR ET EAU									
302	330	335	334	353	381	390	408	365	422
(en milliards de BTU)									
Ventes d'énergie calorifique									
Ventes d'eau									
(litres 10 ⁶)									
727	821	808	741	700	622	725	673	682	705



Analyse des ventes d'électricité année terminée le 31 mars 1988

		T.N.-O.		AUTRES	
		Millions de kWh	Moyen ¢ par kWh	Millions de kWh	Moyen ¢ par kWh
En gros	10,144	110.5	9.18	-	-
Industriel	9,403	116.8	8.05	-	-
Domestique	23,117	79.8	28.97	62	0.3
Commercial	24,513	79.9	30.72	121	0.3
Eclairage des rues	566	2.9	19.52	2	-
Total	67,743	389.9	17.37	185	0.6
		T.N.-O.		AUTRES	
		Investissement de capital			
		Investissement par \$ revenu			
		Investissement par kWh vendu			
		CONSOMMATEURS			
		- Détail (domestique)			
		- Industriel			
		- En gros			
		EXPLOITATION DES USINES (\$000)			
		164,506			
		2.43			
		0.42			
		13,816			
		3			
		1			
		157			



Recettes		
Vente de courant	67,928	185
Vente de chaleur	6,208	-
Autre recette	1,386	2
	<u>75,337</u>	<u>187</u>
	75,337	75,524
Dépenses		
Exploitation et entretien	50,915	107
Administration générale et services d'ingénierie	5,498	25
Amortissement	8,524	15
	<u>64,937</u>	<u>147</u>
	64,937	65,084
Bénéfice avant la dépense d'intérêt	10,400	40
Dépense d'intérêt, nette	7,406	(9)
	<u>2,994</u>	<u>49</u>
	2,994	3,043
Bénéfice net pour l'exercice — le 31 mars 1988		
Bénéfice net pour l'exercice — le 31 mars 1987	3,720	37
	<u>3,720</u>	<u>37</u>
	3,720	3,757



6. Dépenses d'administration générale et services du génie

Les dépenses d'administration générale et services du génie ont été réduites d'une somme de \$517,000 (\$344,000 en 1987) attribuée aux projets d'immobilisations.

7. Intérêt

	1988	1987
Intérêt sur les emprunts à long terme auprès du Canada	\$ 9,530	\$25,057
Revenu provenant des dépôts à terme et des débiteurs	2,133	2,536
	<u>\$ 7,397</u>	<u>\$22,521</u>

8. Engagements

Au 31 mars 1988, le coût estimatif de l'engagement pour l'achèvement des projets d'immobilisations se chiffrait à environ \$21,069,000 (\$797,000 en 1987).

9. Opérations entre apparentés

En plus des opérations mentionnées aux notes 1, 4 et 7, la Commission effectue un nombre appréciable d'opérations avec le gouvernement du Canada et ses organismes, ainsi qu'avec les administrations territoriales et municipales des territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Ces opérations et les soldes qui en découlent comprennent:

	1988	1987
Vente d'énergie et de chaleur	\$37,653	\$43,869
Achat de combustible	9,541	9,088
Cotisations au Régime de pensions de retraite de la Fonction publique	677	742
Bons du trésor et intérêt couru	14,749	14,494
Débiteurs	6,004	7,338
Créditeurs	1,854	1,959
Virement de passif du Yukon	1,071	-
Distribution des bénéfices non répartis	490	-

De plus, la Commission reçoit des services de vérification ainsi que des services juridiques sans frais du Bureau du vérificateur général du Canada et du ministère fédéral de la Justice.



Indemnités de cessation d'emploi

Les employés ont droit à des prestations particulières lors de leur départ comme le prévoient leurs contrats de travail et leurs conditions d'emploi. Le passif à l'égard de ces versements est inscrit aux comptes au fur et à mesure que les indemnités s'accumulent aux employés.

Régime de pensions de retraite

Tous les employés font partie du Régime de pensions de retraite de la Fonction publique géré par le gouvernement du Canada. Les cotisations au Régime sont exigées à la fois des employés et de la Commission. Ces cotisations représentent à la limite le passif de la Commission et elles sont portées aux comptes de façon courante.

Subventions tenant lieu de taxes

Les subventions tenant lieu de taxes sont fondées sur une estimation des évaluations municipales rajustées en conformité de la Loi sur les subventions aux municipalités. Les subventions sont versées après que les sommes ont été vérifiées par la Division des subventions aux municipalités de Travaux publics Canada.

3. Biens-fonds et matériel en service

	1988	1987
(en milliers de dollars)		
Centrales hydro-électriques	\$129,029	\$124,883
Réseaux de transmission et de distribution	26,585	25,832
Autres services publics	3,029	3,687
Locaux du personnel	3,388	3,430
Entrepôts, véhicules automobiles et installations générales	8,325	7,415
	170,356	165,247
Moins l'amortissement cumulé	72,828	65,648
	\$ 97,528	\$ 99,599

4. Emprunts auprès du Canada

La Commission reçoit du Canada des fonds pour ses dépenses en immobilisations sous forme d'emprunt portant intérêt. L'intérêt aux taux régants s'accumule pendant la durée de la construction d'un projet et il est ajouté à la somme empruntée. Le montant total de l'emprunt, comprenant l'intérêt couru, est remboursé selon les conditions approuvées par le gouverneur en conseil. Comme il est indiqué à la note 1(c), la Loi autorisant l'émission et la vente des actions de la Commission d'énergie du Nord canadien a autorisé la conversion des emprunts à payer au Canada en actions et en un billet.

Au 31 mars 1988, les emprunts portaient intérêt à des taux variant de 4,125% à 15,625% avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 9,262% (9,234% en 1987).

5. Réserve pour les éventualités

Le décret C.P. 1980 - 1989 du 24 juillet 1980 autorise la Commission à établir une réserve pour les éventualités qui ne doit pas dépasser \$10 millions. La réserve pour les éventualités n'est pas provisionnée en



2. Conventions comptables

Les présents états financiers ont été préparés par la Direction conformément aux principes comptables généralement reconnus, jugés appropriés vu les circonstances et appliqués de façon uniforme par rapport à l'exercice précédent. Voici le résumé des principales conventions comptables de la Commission:

Biens-fonds et matériel

Les biens-fonds et le matériel, y compris les dons faits à la Commission par le Canada et d'autres, sont enregistrés au prix coûtant moins l'amortissement cumulé. Les coûts des additions, des améliorations et des remplacements importants sont capitalisés. Outre les coûts directs de biens et de services, le coût des projets d'immobilisations comprend l'intérêt, au taux régissant, sur les fonds empruntés pour financer la construction pendant la durée de la construction et une partie des frais des services du génie et de l'administration générale qui sont directement attribuables aux projets.

Quant aux mises hors service normales, le coût des biens-fonds et du matériel retirés moins le produit de l'aliénation est imputé ou crédité à l'amortissement cumulé sans qu'il n'y ait de gain ou de perte présenté aux résultats. Les gains ou les pertes à l'aliénation de biens-fonds et de matériel à la suite de circonstances exceptionnelles sont présentés aux résultats de l'exercice.

Amortissement

L'amortissement des biens-fonds et du matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada, mis en service avant le 31 mars 1977, à l'exception de l'immeuble du siège social, est calculé en tant que somme équivalente au remboursement du capital de l'emprunt qui y est relié. Les emprunts sont remboursés sous la forme d'annuités pour la durée économique estimative des éléments d'actif. Les biens-fonds et le matériel, financés à même des emprunts auprès du Canada et mis en service après le 31 mars 1977, l'immeuble du siège social, les biens-fonds et le matériel achetés à même ses propres fonds, et les dons de centrales et de prolongements sont amortis selon la méthode linéaire.

Les taux d'amortissement, pour les diverses catégories d'éléments d'actif, sont fonction des durées économiques estimatives que voici pour les principales catégories d'éléments de l'actif:

Centrales hydro-électriques	30 à 50 ans
Moteurs diesel et matériel connexe	10 à 15 ans
Matériel d'entreposage des combustibles	20 ans
Bâtiments	20 à 30 ans
Systèmes de chauffage	20 ans
Réseaux de transmission et de distribution	20 à 30 ans
Matériel divers et de bureau	5 à 15 ans
Véhicules automobiles	4 ans

Crédit reporté

Le crédit reporté comprend les contributions du Canada et d'autres provenances en aide à la construction et à l'acquisition de biens-fonds et de matériel, et il est amorti en fonction de la durée économique estimative des biens-fonds ou du matériel reçus en dons.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen. Une provision est établie pour tenir compte de toute réduction de la valeur des stocks dont l'écoulement est lent.



Notes afférentes aux états financiers du 31 mars 1988

1. La Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société d'État nommée à l'Annexe C, Partie I, de la Loi sur l'administration financière et elle est exploitée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien. La Commission est exempte de l'impôt sur le revenu.

La Commission a pour objectif de fournir des services publics sur une base d'auto-suffisance, aux territoires du Nord-Ouest et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, ailleurs au Canada.

Passation de pouvoirs

Le 5 novembre 1985, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien conclut une entente avec les ministres représentant les Administrations des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, en vue de virer la Commission d'énergie du Nord canadien aux administrations territoriales.

(a) Territoire du Yukon

En vertu des dispositions de la Loi autorisant l'aliénation de biens de la Commission d'énergie du Nord canadien situés au Yukon, les opérations commerciales de la Commission qui sont reliées au territoire du Yukon ont été virées le 31 mars 1987. La mise en application des modalités financières de la Loi a entraîné un gain extraordinaire de \$1,382,000, somme qui a été portée au crédit du surplus d'apport.

(b) Field (C.b.)

Le décret C.P. 1987-7/955 du 7 mai 1987 a autorisé la Commission à vendre les biens-fonds et le matériel en service de la zone de tarification de Field (C.b.). La valeur comptable nette de ces éléments d'actif a été réduite de \$63,000 et imputée au surplus d'apport le 31 mars 1987 afin de représenter le prix de vente de \$61,000. Les bénéfices non répartis de \$490,000, déduction faite de la perte en capital de \$63,000, ont été distribués au Canada le 31 mars 1988.

(c) Territoires du Nord-Ouest

La Loi autorisant l'émission et la vente des actions de la Commission d'énergie du Nord canadien, sanctionnée le 27 avril 1988, prévoyait la conversion du total des emprunts à long terme de \$96,129,000 à payer au Canada, au 31 mars 1988, en des actions et en un billet, de la façon suivante:

(en milliers de dollars)	
Actions	\$ 43,129
Billet	53,000
	<u>\$ 96,129</u>

Le billet est payable au Canada le 30 avril 1998, selon un taux d'intérêt de 11% par année. En outre, la Loi dispose que le Canada vende les actions et cède le billet à l'Administration des Territoires du Nord-Ouest, pour une contrepartie à l'achat de \$53,000,000. Ces opérations ont été menées à terme conformément à l'Entente d'acquisition signée le 5 mai 1988.

La Loi a aussi abrogé la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et a autorisé la Commission à poursuivre son exploitation en tant que société régie par les lois des territoires du Nord-Ouest.



État de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé le 31 mars 1988

1988 1987
(en milliers de dollars)

Activités d'exploitation		
Revenu net (perte nette) déclaré	\$ 3,043	\$ (1,285)
Éléments sans incidence sur les fonds		
Amortissement	8,539	11,577
Intérêt en souffrance	-	5,469
Poste extraordinaire	-	(1,319)
Diminution des balances commerciales	2,665	701
(Augmentation) diminution des stocks	(993)	1,454
Fonds provenant des activités d'exploitation	13,254	16,597
Activités d'investissement		
Dépenses envers les biens-fonds et le matériel	(7,424)	(13,013)
Produits de l'aliénation de biens-fonds et de matériel	65	63
Fonds nets utilisés pour les activités d'investissement	(7,359)	(12,950)
Activités de financement		
Remboursement d'un emprunt à long terme	(7,130)	(17,088)
Distribution des bénéfices non répartis	(490)	-
Emprunts à long terme auprès du Canada	-	11,600
Fonds nets utilisés pour les activités de financement	(7,620)	(5,488)
Activités hors caisse relatives à la passation des pouvoirs pour les opérations au sein du Territoire du Yukon		
Aliénation d'éléments d'actif	-	95,000
Réduction de la dette à long terme	-	(95,000)
Activités hors caisse, nettes	-	-
Diminution nette des fonds	1,725	1,841
Fonds au début de l'exercice	15,877	17,718
(encaisse et dépôts à terme)		
Fonds à la fin de l'exercice	\$14,152	\$15,877



État des résultats pour l'exercice terminé le 31 mars 1988

1988	1987	(en milliers de dollars)
\$ 67,928	\$ 90,776	
6,208	6,840	
1,388	1,597	
75,524	99,213	
51,022	61,416	
8,539	11,577	
5,523	6,303	
65,084	79,296	
10,440	19,917	
7,397	22,521	
3,043	(2,604)	
-	1,319	
\$	\$ (1,285)	
3,043	3,043	
Receives		
Vente de courant		
Vente de chaleur		
Autres recettes		
Dépenses		
Exploitation et entretien		
Amortissement		
Administration générale et services du génie (note 6)		
Bénéfice de l'exploitation		
Intérêt (note 7)		
Revenu (perte) avant le poste extraordinaire		
Poste extraordinaire — dessaisissement de l'actif dans le territoire du Yukon et à Field, (C.b.) (note 1)		
Revenu net (perte nette) de l'exercice		
État des bénéfices non répartis		
pour l'exercice terminé le 31 mars 1988		
1988	1987	(en milliers de dollars)
\$ 13,627	\$ 3,904	
3,043	(1,285)	
16,670	2,619	
(490)	-	
(63)	(1,319)	
-	16,692	
-	(4,365)	
\$ 16,117	\$ 13,627	
À la fin de l'exercice		
Virement à la réserve pour les éventualités		
Déficit relié à la radiation des opérations du Yukon		
Virement au surplus d'apport — renoncement à l'exploitation (note 1(b))		
Distribution des bénéfices non répartis (note 1(b))		
Au début de l'exercice		
Revenu net (perte nette) de l'exercice		



PASSIF

	1988	1987
(en milliers de dollars)		
À long terme		
Emprunts auprès du Canada (notes 1(c) et 4)	\$ 96,129	\$ 96,129
Credit reporté		
Contributions en aide à la construction	3,842	4,065
À court terme		
À payer au Canada		
Tranche à court terme des emprunts à long terme	-	7,130
Créditeurs (note 4)		
Congés et indemnités de cessation des employés	2,629	3,098
Retenues des entrepreneurs	143	196
	10,511	17,779
	110,482	117,973
AVOIR DU CANADA		
Surplus d'apport — renoncement à l'exploitation (note 1(a))	1,382	1,319
Réserve pour les éventualités (note 5)	10,000	10,000
Bénéfices non répartis	16,117	13,627
	27,499	24,946
	\$137,981	\$142,919



Bilan
au 31 mars 1988

ACTIF

1988	1987
-------------	-------------

(en milliers de dollars)

\$ 97,528	\$ 99,599	10	99,609	98,206	678	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1
-----------	-----------	----	--------	--------	-----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	---



RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

J'ai vérifié le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1988 ainsi que les états des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1988 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

De plus, à mon avis, les opérations de la Commission dont j'ai eu connaissance au cours de ma vérification des états financiers ont été effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la Partie XII de la Loi sur l'administration financière et ses règlements, à la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, et aux règlements administratifs de la Commission.

Raymond Dubois, F.C.A.
Sous-vérificateur général
pour le Vérificateur général du Canada

Ottawa, Canada
le 10 juin 1988



RAPPORT SUR LA RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

L'honorable Bill McKnight, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
Les états financiers ci-joints ont été préparés par la Direction conformément aux principes comptables généralement reconnus qui conviennent dans les circonstances.

La Commission entretient des pratiques et des systèmes internes de finances et de gestion qui sont destinés à fournir une certitude raisonnable que des renseignements financiers et non financiers qui soient fiables sont accessibles en temps opportun, que les biens sont acquis de manière économique, qu'ils servent à avancer les buts de la Commission, et qu'ils sont protégés contre la perte ou l'utilisation non autorisée, et que la Commission agit conformément aux lois du Canada. La Direction de la Commission reconnaît sa responsabilité de gérer les affaires de la Commission en conformité avec les exigences des lois et des principes qui s'appliquent, et de conserver des normes de conduite que conviennent à un mandataire de la Couronne. Un vérificateur interne examine le fonctionnement des systèmes de finances et de gestion dans le but d'en promouvoir l'observation et d'en indiquer les besoins qui varient ou les améliorations qui sont nécessaires.

Le Vérificateur général du Canada effectue chaque année une vérification autonome et objective dans le but de formuler son opinion sur les états financiers. Il tient compte également que les opérations dont il a eu connaissance au cours de sa vérification sont effectuées, en tenant compte de tous leurs aspects importants, conformément à la législation prévue.

J.W. Beaver
le Président-directeur général

R.A. Phillips
le Contrôleur

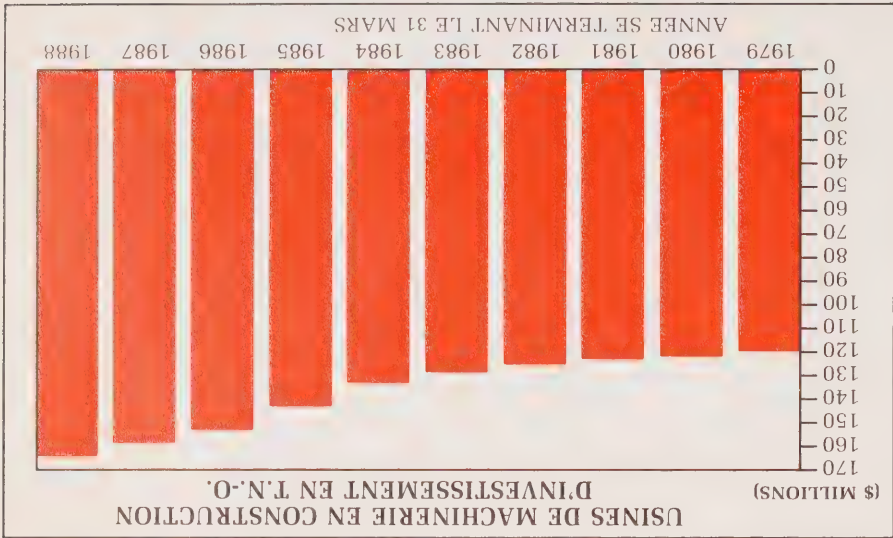


Investissements en biens réels:

La Commission d'énergie du nord canadien investit en biens réels pour rencontrer l'augmentation prévue de la demande d'électricité et pour remplacer les biens existants avec des facilités plus économiques. Le total des biens de la commission au 31 mars 1988 était 210,8\$ millions, et 81,1% de ce montant consistait de biens réels en service ou en construction, avec le 28,9% restant représentant les biens courants. Ce relativement haut pourcentage reflète la nature de capital intensif des affaires de la commission. Les nouveaux investissements en biens réels durant 1987/88 furent de 7,4\$ millions. Les dépenses sur les projets de capital majeur en construction durant 1987/88 incluent:

Projets en construction

Dépenses en 1987/88	Coût total prévu
(en milliers de dollars)	
La ligne de transmission de Snare/Yellowknife	399
L'équipement de contrôle électronique et d'acquisition des données	205
L'installation au diesel à Yellowknife	51
	1.195
	3.074



Financement:

Les fonds reçus par la commission pour financer ses investissements en biens réels en 1987/88 ont été fournis par l'argent liquide provenant des opérations. L'argent liquide mon- tant à 16,66\$ millions fut utilisé pour remboursement d'intérêts (9,53\$ million) et principal (7,13\$ million) dus au Canada. Au 31 mars 1988, la commission devait 96,13\$ millions au Canada.



Les revenus de 6,208\$ millions des opérations de chauffage diminuèrent par 9,2% par rapport à 1986/87.

Autres revenus provenant de l'opération de services pour d'autres, des contrats de location et d'autres services, diminuèrent par 16,8%.

Dépenses:

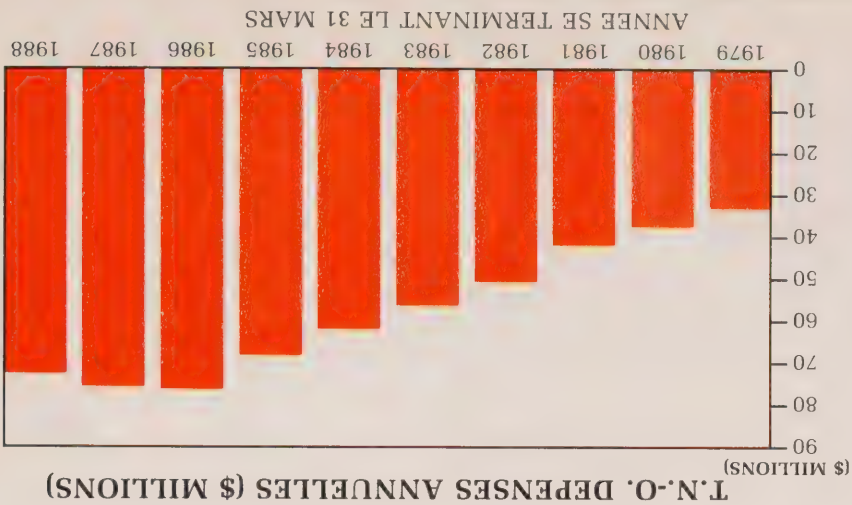
Les dépenses totales furent 72,48\$ millions, une réduction de 3,27\$ millions sur l'année précédente.

La dépréciation a augmenté d'environ 0,7\$ million ou 8,4% sur 1986/87. L'augmentation a résulté d'après la progression naturelle des méthodes de dépréciation d'annuités, en combinaison avec la charge de dépréciation d'autres facilités mises en service.

Les coûts relatifs à l'énergie, comprenant surtout l'achat de combustibles et d'énergie, diminuèrent par 10,6% sur 1986/87. Le

coût de combustible utilisé pour la génération de l'électricité et du chauffage totalisa 24,2\$ millions en 1987/88, une réduction de 4,2\$ millions sur 1986/87. L'énergie électrique générée par diesel pourvu 39,0% de la génération totale, les stations d'hydro fournirent 59,2% et le 1,8% restant fut de l'énergie achetée de Esso Ressources Canada Ltd., à Norman Wells, T.N.-O.

Les dépenses fiscales, comprenant l'intérêt brut payé au gouvernement du Canada après la soustraction des intérêts recevables des investissements ont absorbées 9,8% du revenu total de 1987/88.





REVUE DES FINANCES

Revenu net:

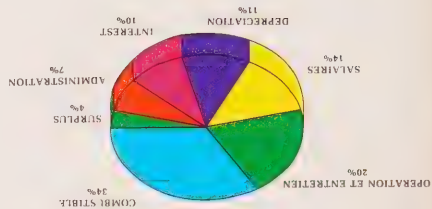
La Commission de l'énergie du nord canadien a acquis un revenu net de 3,043\$ millions en 1987/88 comparé à une perte de 2,604\$ millions en 1986/87. L'amélioration de la position financière est attribuable à la vente des opérations à pertes dans le Territoire du Yukon. La proportion de dette/équité au 31 mars 1988 de 0,788 compare à 0,806 au 31 mars 1987, l'application de l'impact d'argent de 1,91 et la proportion de l'application d'intérêt de 1,41 et de 0,88 pour 1987/88 et 1986/87 respectivement, indique la forte position financière de la commission.

Revenus:

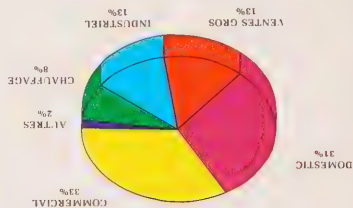
Les revenus brut des opérations totalisèrent 65,52\$ millions, une réduction de 5,0% sur l'année fiscale précédente. La génération totale a été réduite par 10,4% à 459 GWh. Les ventes d'énergie électrique par classe de clients et les changements relatifs correspondants par rapport à l'année fiscale 1986/87 furent:

Classe de clients	MWh	1987/88	Changement relatif (%)	Changement relatif (%)
Industrielle	116,818	-36,27	8,51	-33,12
De gros	110,501	8,51	10,143	4,97
Commerciale	83,114	-1,28	25,361	4,05
Domestique	80,036	-3,47	23,179	0,39
Total	390,469	-13,66	68,086	-4,35

UTILISATION DE REVENUS



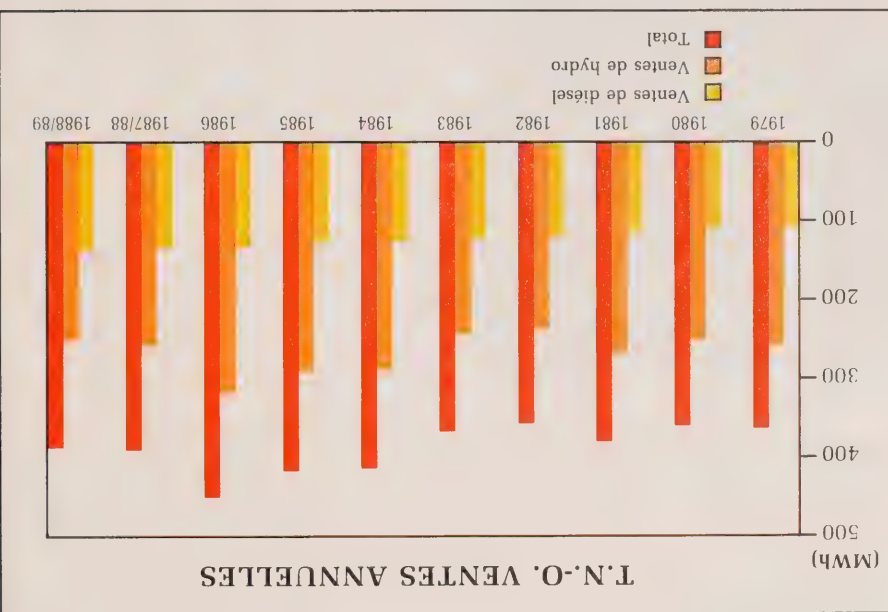
SOURCE DE REVENUS





STATISTIQUES DE GENERATION ET DE VENTE

La génération d'électricité en 1987/88 totalisa 459 100 MWh et pourvu des ventes de service d'électricité de 390 469 MWh. Les ventes par zones de taux et les changements relatifs correspondants par rapport à l'année précédente furent comme suit:



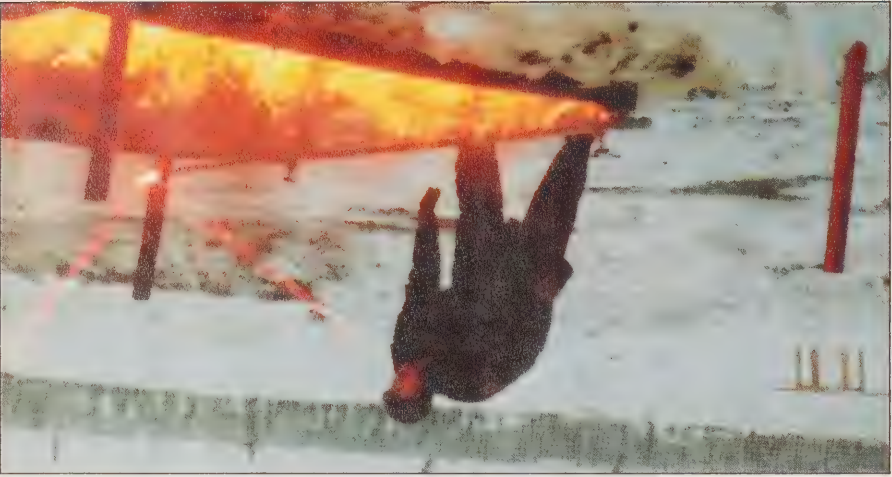
Zone de taux	Ventes (MWh) 1987/88	Changement relatifs (%)
Territoires du Nord-Ouest	389 857	-13,57
Field, C.-B.	612	-48,88

La charge de pointe non-coïncidente du système a été réduite de 155 MW en 1986/87 à 85MW en 1987/88. La réduction significative dans la génération et les ventes fut causée principalement par la vente des opérations de la commission au Territoire du Yukon, la réduction des opérations minières à Pine Point, T.N.-O. Pour permettre une comparaison significative des résultats des opérations pour l'année fiscale 1987/88, les statistiques financières et non-financières de la zone de taux du Yukon pour l'année 1986/87 ont été exclues de cette revue.



Les membres des comités conjoints de santé-sûreté et les représentants de sûreté des districts recevèrent des programmes d'éducation sur la prévention des incendies et sur les aspects variés de sûreté dans leur industrie. Une forte emphase fut mise sur les comités et les organisations de sûreté. Une partie importante du programme d'éducation fut une journée entière dévouée au séminaire "SIMDUT" pour enseigner au personnel de sûreté les exigences de la loi à venir.

Le mandat de la commission, d'augmenter et de mettre à jour l'éducation au personnel durant l'année, fut rempli avec grand succès.





SURTE

En plus des comités conjoints de santé-sûreté des districts et des représentants, la direction a nommé des superviseurs de sûreté

Dû à leurs efforts et ceux des employés, la commission a observé une grande diminution dans la fréquence et la sévérité des accidents par rapport à l'année précédente.

Les programmes d'éducation des employés ont aussi contribué à cette réduction. L'organisation de la prévention des incendies,

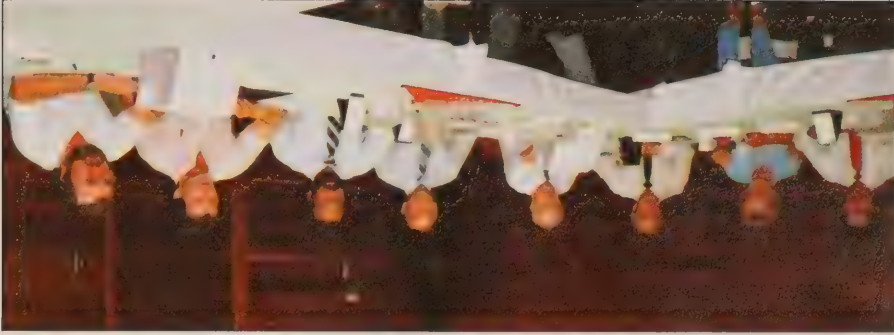
l'éducation et l'entraînement demeurent une grande priorité de la sûreté. Les programmes de sûreté de l'usine et d'inspection pour le feu furent escaladés durant l'année. Les activités commencèrent par des sessions de renseignements et des inventaires des produits

hasardeux pour assurer que la commission soit en mesure de se conformer aux grandes exigences de la loi sur le système d'information des matériaux hasardeux sur les sites de travail (Système de l'information sur les matières dangereuses utilisées au travail) qui prend force le 31 octobre 1988.

EDUCATION

Le programme d'éducation des directeurs de supervision Niveaux I et II de la commission a prouvé être un succès avec une participation totale de 68 superviseurs et employés syndiqués. Un

total de 9 électriciens et mécaniciens participèrent aux programmes de spécialisation et de rafraîchissement durant l'année et 10 analystes financiers et analystes des taux au bureau chef ont complétés avec succès une variété de cours du programme des comptables en management accrédités. En vue de la décision de la commission d'améliorer ses services d'information par l'utilisation du système 38 de I.B.M. et de fournir des services d'ordinateurs aux districts et aux sections, les employés de ces districts et sections participèrent à une variété de programmes spéciaux d'éducation en ordinateurs à Edmonton et au niveau local.





DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

FERME DE VENT DE CAMBRIDGE BAY

Durant la saison dernière la commission a construit à peu près 21,5 km de lignes de distribution d'électricité, apportant des services à plusieurs nouveaux développements résidentiels, à de nouvelles écoles, de nouveaux complexes commerciaux, à des améliorations du gouvernement municipal et aux services d'éclairage des rues. Trois des plus grands développements se firent dans les nouvelles subdivisions de Tuktoyaktuk et Fort Simpson et un nouveau collège à Igloolik.

Aussi, des contributions de capital de plus de 570,000\$ furent reçues pour la construction de lignes d'extension, qui avaient été perçues à être en dehors des normes des opérations. Quelques uns de ces projets inclurent 1 km de ligne à une station de remplissage de camions d'eau à Pangnirtung, un programme de réalignement de route à Lake Harbour, qui nécessita la relocation de lignes, et la construction de 2,4 km de lignes amenant l'extension des services électriques jusqu'aux limites de Reindeer Point, une subdivision de Tuktoyaktuk.

De vastes programmes d'entretien furent réalisés à travers les Territoires du Nord-Ouest, le plus grand étant le remplacement des poteaux à Arctic Bay et à Cape Dorset. Le démontage et la disposition de 145 km d'une ligne de transmission de 69 KV entre Inuvik et Tuktoyaktuk furent complétés en temps.

La première ferme de vent du Canada, située à Cambridge Bay, T.N.-O., fut officiellement ouverte le 16 mars 1988. L'honorable Nellie Cournoyea, ministre de l'Énergie des T. N.-O., coupa le ruban lors d'une cérémonie qui prit place durant une forte tempête de neige.

Le projet consiste de quatre turbines de vent Carter Modèle 25 de 25 kilowatts. Chaque turbine, fournie et installée par NorWest Energy Systems de Calgary, a un rotor de 9,8 m (32,5 pi) de diamètre et est montée sur une tour de 24 m (80 pi). Ces génératrices alimentées par le vent supplémentent le réseau électrique de 2 mégawatts alimenté par le diesel de la CENEC.

On s'attend que la station génératrice d'électricité par le vent de Cambridge Bay produira à peu près 175 000 kWh annuellement, remplaçant quelque 68 000 litres de diesel et épargnant environ 25,000\$. On s'attend aussi à démontrer l'utilité et la viabilité de l'exploitation d'énergie du vent dans le nord. Ceci pourrait conduire à de projets additionnels dans d'autres communautés.

La ferme de vent est un projet conjoint de la Commission d'énergie du nord canadien et du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.



Pelly Bay:

Un des réservoirs verticaux de combustible de 14 000 gallons fut acheté des autorités locales. Les matériaux furent transportés par avion jusqu'au site et une berme de captage en métal fut construite sur le terrain de l'usine génératrice. Le réservoir fut déménagé dans la berme et un système externe de traitement de combustible construit.

Un radiateur additionnel pour le refroidissement des moteurs fut installé sur le système de rail pour assister, au besoin, le radiateur existant.

Fort Liard:

Une génératrice Caterpillar 3508 X 400 KW fut achetée et installée pour remplacer une vieille Cummins 150 KW qui fut discartée et jetée.

Un nouveau levier de manoeuvre fut fabriqué et installé pour la nouvelle génératrice et pour les deux génératrices existants. Un nouveau disjoncteur double d'alimentation fut acheté et installé avec le nouveau levier de manoeuvre et l'installation de distribution électrique dans l'usine génératrice fut refaite au complet.

Grise Fiord:

Un nouveau levier de manoeuvre fut fabriqué et installé pour la génératrice Caterpillar 3306 X 135 KW.

Les vieux disjoncteurs furent remplacés par deux nouvelles boîtes de circuits électriques.

Jean Marie River:

L'usine génératrice fut totalement refourbie comme suit. Une génératrice G.M. DD4-1 de 65 KW fut reconditionnée et installée. Les deux génératrices 2 X 40 KW furent tournées de 180 degrés et des ventilateurs de radiateurs furent fabriqués et installés sur les trois unités avec un système de loupes pour chauffer l'édifice. Les trois génératrices reçevèrent de nouveaux leviers de manoeuvre et des gouvernails électroniques, et aussi deux nouvelles boîtes de circuits électriques furent installées pour le système de distribution.

Le système d'éclairage fut refait au complet, des lumières d'urgence installées, incluant l'entrepôt. Un module pour le traitement interne du combustible fut acheté et installé et tous les tuyaux internes de combustible furent changés. Le système de traitement externe du combustible fut amélioré.

Nahanni Butte:

Un nouveau module pour le traitement interne du combustible fut acheté et installé.

Systèmes de detection des incendies

De nouveaux systèmes de détection d'incendie furent planifiés, achetés et installés à Fort McPherson, Copermine, Fort Simpson, Fort Smith, Baker Lake et Gjoa Haven. Les systèmes consistent de mécanismes thermaux de détection de la fumée et des flammes doublés d'alarmes visuelles et audibles.



Arctic Red River:

Le réservoir d'emmagasinement de combustible de 20 000 gallons fut déménagé dans la nouvelle berme tout métal construite de nouveaux matériaux. L'endroit des réservoirs ainsi que l'arrière de l'usine furent clôturés pour des raisons de sûreté.

Un nouveau disjoncteur double d'alimentation fut installé dans l'enlèvement du levier de manoeuvre.

Repulse Bay:

L'usine génératrice fut améliorée avec l'achèvement des porches contre la neige, la finition intérieure de l'annexe des batteries, l'isolation du toit de l'annexe, de l'éclairage additionnel, et l'addition d'une annexe qui réunit l'usine à l'entrepôt et contient l'équipement pour le traitement du combustible.

Le refroidissement des moteurs fut aussi amélioré avec l'addition d'un autre radiateur.

Resolute Bay:

Le système de traitement interne et externe du combustible fut modifié par l'addition d'une pompe, d'équipement de chauffage et de filtration afin que les moteurs puissent opérer avec du combustible non raffiné Bent Horn d'un puit d'opération sur l'île Cameron.

Spence Bay:

Deux réservoirs additionnels de combustible de 98 000 gallons furent envoyés au site de Tuktoyaktuk et installés temporairement près du lot de réservoirs GTNO pour aider à combattre une pénurie possible de combustible.

Gjoa Haven:

Un des réservoirs sur patins de 20 000 gallons fut déménagé sur le terrain de l'usine génératrice, les lignes de combustible améliorées et un berme de captage d'acier fut construite avec des matériaux obtenus en grande partie par le démontage du vieux réservoir boulonné qui avait été écarté plus tôt.

Cape Dorset:

Un nouveau réservoir sur patins de 20 000 gallons fut acheté et transporté au site et un lit de gravel fut construit sur le terrain de l'usine génératrice pour accommoder une berme d'acier et le nouveau réservoir.

Broughlon Island:

Le réservoir existant de combustible, sur patins, de 20 000 gallons fut transporté sur le terrain de l'usine génératrice et installé dans une berme de captage de métal construite à cette fin. Le système externe de traitement du combustible fut amélioré.

Une génératrice Caterpillar D398 de 500 KW fut achetée et sera installée en 1988/89.



La génératrice Ruston 12 RK, endommagée et déclarée perte totale fut partiellement démolie et sortie de l'usine génératrice. Elle fut remplacée par une nouvelle génératrice Caterpillar 3516 de 1 000 KW.

Un nouvelle génératrice Caterpillar 3508 de 500 KW fut achetée et installée sur un bloc vacant dans l'usine génératrice.

La vieille Ruston 6 ATX située dans la vieille usine centrale fut mise à la retraite et sera bientôt enlevée quand le nouvel édifice contenant les bureaux/entrepôt/garage sera prêt.

Un programme de réduction de bruit fut mis en place pour réduire le bruit causé par les ventilateurs des tuyaux d'échappement et des radiateurs. L'usine génératrice fut pourvue d'un système complet de pressurisation et de ventilation at la combinaison de ces deux projects réduit d'une façon significative la pollution par le son à un niveau acceptable.

Fort McPherson:

Une berme de captage en métal fut installée pour les réservoirs existants de 20 000 gallons avec une provision pour un quatrième réservoir. Des matériaux neufs seulement furent utilisés et les réservoirs furent déplacés pour permettre la construction de plancher.

Iqaluit:

Un nouveau toit en pente fut installé sur l'usine génératrice fédérale qui contient la nouvelle génératrice E. M. D. de 2 500 KW.

Baker Lake:

Un réservoir de combustible sur patins de 20 000 gallons fut transporté de Rankin Inlet et installé dans une berme tout métal de captage située entre la vieille et la nouvelle usine génératrice. L'utilisation de l'emmagasinement de combustible dans le multi-réservoir original fut discontinued, l'approvisionnement se fait maintenant par achat du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

Fort Good Hope:

Les deux vieux réservoirs boulonnés de 70 000 gallons furent démolis et remplacés par trois réservoirs horizontaux sur patins de 44 000 gallons installés dans une berme tout métal derrière l'usine génératrice. L'acier récupéré, ainsi que de nouveaux matériaux, furent utilisés pour construire le plancher de la berme.

Un radiateur additionnel fut installé dans la chambre de refroidissement des moteurs.



L'AMÉLIORATION DES USINES DE SERVICES

Yellowknife Snare:

L'heureux réengendrement d'une des deux turbines génératrices de Snare Forks a été le point culminant de l'amélioration des installations d'hydro. Au milieu de l'été, le réengendrement de la poulie fixe, fabriquée par Dominion Engineering Works, fut complété dans une période de quatre semaines. La vérification et par suite l'opération ont confirmé l'amélioration attendue dans l'usage efficace de l'eau et ont donné une capacité supplémentaire de 1 000 KW au système et à l'usine.

Les plans pour un nouveau système SCADA pour les usines d'hydro et l'usine diesel de Jackfish furent complétés et on commença le procurement des matériaux. Ceci est un projet de deux ans qui verra l'installation, en 1988/89, au niveau centre de contrôle de Jackfish.

Yellowknife Jackfish:

La décision fut prise de transférer la génératrice diesel Mirrlees KV16 x 5 000 KW de Pine Point à Jackfish et on commença la création de la nouvelle facilité de Jackfish.



Fort Simpson:

Les réservoirs furent améliorés. Les quatre vieux réservoirs boulonnés de 140 000 gallons furent démontés et remplacés par trois réservoirs soudés, sur patins de 44 000 gallons. L'acier des vieux réservoirs fut récupéré et utilisé pour couvrir les côtes de la berge créant ainsi un bassin-réservoir d'huile étanche.



HYDRO

L'administration d'eau du système hydro

Durant 1987/88, le courant de la rivière Snare était à 93% de la moyenne à long-terme. Cependant l'écoulement d'eau était suffisant pour accorder le remplissage total du réservoir et pour permettre une hausse d'utilisation d'hydro afin de réduire la génération au diesel. Le volume du courant prévu pour 1988/89 devrait être à peu près le même que l'année dernière mais avec une augmentation de prise dans le réservoir, on prévoit qu'il y aura très peu d'excès de provision d'eau durant l'année à venir pour servir le système de Yellowknife.

l'ordinaire.

Il n'y a rien de prévu à l'usine d'hydro de Taltson qui sort de

Des plans pour cas imprévus, identifiant exactement les actions à prendre au cas de défaut majeur dans les structures ou d'inondation/sécheresse, ont été préparés pour revue par la Commission d'eau, conformément aux renouvellements des licences d'eau de 1986. Des plans pour la prévention, et si nécessaire le stockage, le recouvrement et la disposition des matériaux hasardeux répandus près des sites d'hydro, furent aussi préparés pour l'approbation de la Commission d'eau.





VENTE DU SYSTEME DE SERVICE D'ELECTRICITE DE FIELD, C.-B.

ENTENT
COLLECTIVE —
A.C.S.P.

L'APPROVISION-
NEMENT AU GROS
— NORTHLAND
UTILITIES (NWT)
LIMITED

Le 25 février 1987, suite à un procédé de soumissions publiques, la commission accorda la vente du système de service d'électricité de Field, C.-B. à Synex Energy Resources Ltd. de Vancouver, C.-B. L'heureux soumissionnaire était sujet à des termes et conditions spécifiques, incluant l'acquisition d'une entente de franchise entre Les parcs du Canada, l'agence responsable pour le parc national de Yoho où la communauté est située. Le transfert de responsabilités pour l'opération du service d'électricité à Yoho Power Ltd., une subsidiaire de Synex Energy Resources Ltd., fut complété le 5 novembre 1987.

L'entente collective d'un an avec la catégorie opérationnelle de l'Alliance canadienne du service public se termina le 31 mars 1988. Avant cette date une entente d'un an avait été négociée. En plus, en attente du transfert de la Commission d'énergie du nord canadien (CENC) au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, une entente de subsidiaires avait été négociée entre le CENC, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, l'A.C.S.P. et l'Union des travailleurs du nord qui permettrait l'intégration des employés de la CENC au service public des Territoires du Nord-Ouest. Ces ententes furent ratifiées le 30 mars 1988.

Suivant l'annonce par Pine Point Mines Ltd., un client industriel majeur de la commission depuis 1965, de l'intention d'arrêter leur opération minière de plomb-zinc à Pine Point, T.N.-O. en mi-1988, la commission entra dans un programme durant l'année ayant pour effet de disposer des surplus d'hydro de l'usine de Taltson. L'usine avait été construite pour desservir la mine ainsi que pour remplir les demandes d'énergie résidentielles et commerciales de Fort Smith et de Pine Point. Les négociations avec Northland Utilities (NWT) Limited (NUL) aboutirent à une entente sur les termes et conditions couvrant l'approvisionnement en gros de 115 kV à NUL à Pine Point. Du à une ligne de transmission construire par NUL entre Pine Point et Hay River, le service commença en février 1988. Le service a permis à NUL de discontinuer leur génération d'électricité au diesel à Hay River et de commencer l'approvisionnement au détail d'énergie hydro-électrique diesel à Hay River et Enterprise, T.N.-O.

Le programme de vente de la commission durant la dernière année s'est étendu également à la vente possible d'énergie d'hydro de Taltson pour le chauffage électrique comme une alternative économique par rapport aux systèmes conventionnels de chauffage au combustible. Plusieurs clients possible dans la région servie par le système de Taltson ont été identifiés, incluant un approvisionnement en gros à NUL pour revendre au détail dans la région de Hay River.



TRANSFÈR DE LA CENC AU GOUVERNEMENT DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST



POWER
NORTHWEST TERRITORIES
CORPORATION

Conformément au Memorandum d'entente daté le 5 novembre 1985 entre le gouvernement du Canada et les gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, les négociations durant 1986/87 produiront une entente pour le transfert des biens de la commission au Yukon, du fédéral au contrôle et devenant la propriété du Territoire du Yukon. La vente et le transfert des responsabilités pour l'opération des biens furent complétées le 31 mars 1987.

Les négociations couvrant le transfert des biens de la commission dans les Territoires du Nord-Ouest au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest continuèrent durant l'année fiscale 1987/88. Le 9 février 1988 l'honorable Bill McKnight, ministre des Affaires indiennes et du développement du nord et l'honorable Nellie Cournoyea, ministre de l'Énergie, des mines et des ressources du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest annoncèrent une entente des principes de base pour le transfert de la commission du fédéral au contrôle et devenant la propriété du territoire. Une entente finale, couvrant la vente et l'achat des biens de la commission et le transfert de la responsabilité des opérations pour toutes les opérations restantes de la commission au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest fut endossé par les deux parties le 5 mai 1988. Sous les termes du contrat de transmission, la commission fut vendue comme une entreprise au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et tous les employés de la commission, incluant les employés situés au bureau chef à Edmonton en Alberta, devinrent employés de la succession — Northwest Territories Power Corporation — à la date d'entrée en vigueur, quelque 5 semaines après la fin de l'année fiscale de la commission. La commission fut restructurée par législation fédérale, devenant une corporation avec un capital d'actions. Les actions furent émises au Canada. La dette d'à peu près 96\$ millions de la commission fut remplacée en partie par une note de promesse émise par la commission au gouvernement du Canada au montant de 53\$ millions. La balance restante d'environ 43\$ millions fut convertie en capital d'actions et la note de promesse et les actions furent achetées par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour 53\$ millions.



ENDROITS SERVIS ÉLECTRICITÉ

Territoires du Nord-Ouest:

Les régions du Mackenzie et du nord central:

gros et au détail à:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley et Yellowknife.

La région de Keewatin:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay et Whale Cove.

La région de Baffin:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Iqaluit, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet et Resolute.

Colombie-Britannique:

(jusqu'au 5 novembre 1987)
Field.

CHAUFFAGE

Territoires du Nord-Ouest:

Inuvik et Iqaluit

Approvisionnement de chauffage résiduel à:

Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay et Rankin Inlet.

EAU ET EGOUTS

Territoires du Nord-Ouest:

Inuvik.

TRAVAUX SOUS CONTRAT ET AUTRES

La commission opère les usines de chauffage et d'eau à Fort McPherson pour le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. En plus, la commission fournit des services d'électricité et de mécanique, incluant à l'occasion des travaux d'installation et de construction, à divers endroits pour des ministères du gouvernement et pour d'autres, sur une base de coûts récupérables.



PROFIL DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du nord canadien est une corporation fédérale de la couronne qui opère sous l'autorité de la loi des la Commission d'énergie du nord canadien. Elle se concerne de la planification, la construction et la direction des services publics, primordiallement de l'électricité au niveau commercial. A cette fin, la commission a été accordée le pouvoir de rechercher les besoins de services et de construire des usines de services dans les Territoires du Nord-Ouest et sous l'approbation du gouverneur général en conseil, n'importe où au Canada.

La commission est le principal producteur d'électricité et opère le principal centre de transmission dans les T.N.-O. Les services de chauffage, d'eau et d'égouts sont opérés à Inuvik, T.N.-O. L'ap-provisionnement dans le gros de chauffage est fourni au gouverne-ment des Territoires du Nord-Ouest pour la distribution à Iqaluit. Des systèmes de recouvrement de chauffage résiduel sont opérés à plusieurs endroits dans les T.N.-O.

Le bureau chef de la commission est situé à Edmonton en Alberta. les bureaux de districts pour les opérations dans les Territoires du Nord-Ouest sont situés à Iqaluit et Yellowknife, T.N.-O.

La loi sur l'autorisation requière que les opérations de la commis-sion se supportent elles-mêmes à l'intérieur de chacune des zones de taux établies par la loi. Les taux établis pour la fourniture des services doivent en conséquence rapporter assez de revenus pour couvrir les payments de capital et d'intérêt sur les prêts faits à la commission, ainsi que les dépenses d'opération, d'entretien, d'ad-ministration et toutes autres dépenses, incluant une allocation pour les imprévus.

Les comptes de la commission sont sujet à la vérification du vérificateur général du Canada.



Jack W. Beaver
President du Conseil

OFFICERS:

- Jack W. Beaver
- Lorne A. Carrier
- Membre *
- Membre *
- Membre *
- Membre *
- Membre *
- Hilda P. Watson
- E.W. (Ted) Humphrys
- Aviséur

* Nommé le 6 août 1987 ** Nommé le 18 mars 1988 *** Demissionné le 30 octobre 1987

MEMBRES DE LA COMMISSION

- Directeur exécutif en chef
- Gérant, opérations et génie
- Gérant, affaires publiques
- Contrôleur
- Secrétaire de la
- corporation/Conseiller

BUREAU CHIEF:

7909 - 51 Avenue
B.P. 5700, Station L
Edmonton, Alberta T6C 4J8
(403) 465-3377

BUREAU DU DISTRICT OUEST T.N.-O.
B.P. 1860
Yellowknife, T.N.-O. X1A 2P4
(403) 873-4051
S. Brian McCluskey — Gérant du district

BUREAU DU DISTRICT EST T.N.O.
B.P. 250
Igaluit, T.N.O. X0A 0H0
(819) 979-4403
Joop Sanders — Gérant du district



De gauche à droite, Hilda P. Watson, James H. Robertson, Lorne A. Carrier, Jack W. Beaver, E.W. (Ted) Humphrys. Manquant Kenn Harper.



PREFACE

ANADOL

Suivant les négociations couronnées de succès d'un contrat de vente des biens de la commission dans le Yukon, les négociations durant l'année dernière se sont concentrées sur la transmission des opérations de la commission dans les Territoires du Nord-Ouest au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Les négociations entre le gouvernement fédéral et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest aboutirent à l'endossement le 9 février 1988 d'une entente de principe qui ébaucha les principes sur lesquels serait basé un transfert de responsabilités. L'entente qui contient la vente proposée de toutes les actions non vendues de la commission au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, transférant effectivement la propriété et la responsabilité des opérations de la commission dans les Territoires du Nord-Ouest, a été complétée le 5 mai 1988, quelque 5 semaines après la fin de l'année fiscale de la commission. Tous les employés de la commission résidant dans les Territoires du Nord-Ouest, et au bureau chef à Edmonton en Alberta furent transférés à la date d'entrée en vigueur au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, comme employés de la "Northwest Territories Power Corporation".

En anticipation du transfert de la commission au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, la commission compléta la vente du système de service d'électricité de Field, C.B., à Yoho Power Ltd., une subsidiaire de Synex Energy Resources Ltd. La vente se fit suivant un procédé de soumissions publiques qui fut conclue tard dans l'année fiscale et fut sujet à des termes et conditions spécifiques. Ces conditions furent complétées à la satisfaction de tous par Yoho Power Ltd., le transfert des biens et de la responsabilité pour l'opération du système fut accompli le 5 novembre 1987.

Un client industriel majeur dans les Territoires du Nord-Ouest, Pine Point Mines Ltd., commença une réduction significative dans la consommation d'hydro-électricité durant l'année dernière, avec la fermeture complète des opérations de l'extraction minière du plomb-zinc anticipée en 1990. Pour partielle-ment compenser le surplus d'électricité qui sera disponible à l'usine hydro-électrique de la commission à Taltson, une entente d'approvisionnement dans le gros a été négociée durant l'année avec Northland Utilities (NWT) Limited



NORTHERN
CANADA
POWER
COMMISSION

COMMISSION
D'ENERGIE
DU NORD
CANADIEN

L'honorable Bill McKnight, M.P., P.C.
Ministre des Affaires indiennes et du développement du nord
Les Terrasses de la Chaudière
Ottawa, Ontario
K1A 0H4

Cher monsieur le ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le quarantième rapport annuel de la Commission d'énergie du nord
canadien ainsi que les états financiers pour l'année fiscale se terminant le 31 mars 1988.

Veuillez agréer, cher monsieur le ministre, l'expression de mes sentiments dévoués.

J.W. Beaver
Président

Copies: Président du Conseil du Trésor
Ministre des Finances

BUREAU CHEF 7909 - 51 AVE.
TELEPHONE: (403) 465-3377

EDMONTON, ALTA., CANADA
TELEX: 0372736

ADRESSE POSTALE: B.P. 5700 STN. "L" T6G 4J8



TABLE DES MATIERES

2	Lettre de transmission
3	Préface
5	Membres de la commission
6	Profil de la commission
7	Endroits servis
8	Transfert de la CENC au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
9	Vente du système de service d'électricité de Field, C.-B.
9	Entente collective - A.C.S.P.
9	L'approvisionnement au gros - Northland Utilities (NWT) Limited
10	Hydro
11	L'amélioration des usines de services
15	Distribution d'électricité
15	Ferme de vent de Cambridge Bay
16	Sûreté
16	Education
18	Statistiques de génération et de vente
19	Revue des finances
22	Rapport sur les responsabilités de la direction
23	Rapport du vérificateur
24	Bilan
26	État des opérations
27	État des gains retenus
27	État des changements dans la position financière
28	Notes afférentes aux états financiers
32	État des opérations par zone de taux
33	Analyse des ventes d'électricité
34	Statistiques d'opération
35	Résumé des statistiques financières

COMMISSION D'ENERGIE
DU NORD CANADIEN
40^e RAPPORT ANNUEL
Pour l'exercice terminé le 31 mars 1988



1988 RAPPORT ANNUEL



CAI
NO
-A 56



NORTHWEST TERRITORIES
POWER
CORPORATION

annual
report
1988/89



CONTENTS

Corporate Profile.....	2
A Message from James H. Robertson, Chairman and President	3
Looking at 1988/89	5
Map of the Northwest Territories Power Corporation generating locations	15
Financial Review.....	17
Board of Directors.....	35
Officers and Advisors to the Board.....	36



Front Cover:

The photographs on the front cover capsulize the uniqueness of the landscape and the sheer breadth of the service area of the Northwest Territories Power Corporation. It is also a representation of the importance of the production of power to the development of a modern, commercial existence in the north. Photos: Sunset at Igloolik, Taltson River, Night at Hall Beach.

Poster Contest:

During the 1988/89 fiscal year, the Northwest Territories Power Corporation sponsored the "Just Imagine" poster contest for school children of the Northwest Territories. Entries depicting the children's concept of "What Does Power Mean To Me" were received from schools across the territories.

Many of the winners, chosen from over 500 entries, are depicted throughout this annual report.

On behalf of the corporation we wish to thank the school children who entered the contest and the educators who promoted this learning experience.

Northwest Territories Power Corporation
3 Capital Road
Hay River, Northwest Territories
X0E 0R0

34507

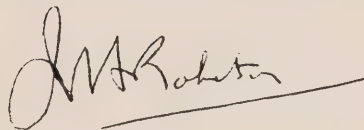
**NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
REPORT OF THE BOARD OF DIRECTORS FOR 1988/89**

To the Honourable Nellie Cournoyea,
Minister of Energy, Mines and Petroleum Resources

I am pleased to submit to you the Northwest Territories Power Corporation's report of the financial position of the corporation, together with a summary of programs and initiatives undertaken by the corporation during the above fiscal year.

We thank you and your staff in the Ministry.

On behalf of the Board,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J.H. Robertson', with a horizontal line extending from the end of the signature.

J.H. Robertson
Chairman and President

April, 1989



CORPORATE PROFILE:

The Northwest Territories Power Corporation serves the electricity needs of the people of the Northwest Territories.

Our corporation was created under the Northwest Territories Power Corporation Act by the territorial government which purchased the assets of the Northern Canada Power Commission from the federal government on May 5, 1988.

Under that Act, it is our responsibility to generate, supply and deliver electricity throughout the Northwest Territories. We also supply water and sewerage services in some northern communities. We are committed to supplying energy on a safe, economic, efficient and reliable basis to our customers. By planning power for the future, one of our strongest commitments is to ensure an adequate energy supply to meet the growing needs of the Northwest Territories.

The corporation operates 52 generating plants across the territories. The basis of our operations are the thermal electric plants with two hydro electric systems. We sell wholesale electric power to two distributing utilities, which, in turn, retail it to customers in Yellowknife and Hay River. We directly serve three large mining customers, 5,000 commercial customers and 7,500 domestic customers. Our service area is spread over 3 million square kilometers.

The corporation is directed by a Board of Directors. Our Chairman, and a maximum of nine members from various sectors of our society are appointed by the Minister responsible for the corporation. The President, also a Board member, is a full-time employee of the Corporation appointed by the Minister upon the recommendation of the Board.

Our corporate head office is in Hay River, Northwest Territories.

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN AND PRESIDENT



Challenge. Excitement. A new Era! The past year has been all of these things for the Northwest Territories Power Corporation.

The corporation has a history as diverse as the people who built it. The former Northern Canada Power Commission has operated in the north of Canada for over 40 years. Negotiations to devolve responsibility for the power industry in the north from the federal to the territorial government were finalized by an Act of Legislation on May 5, 1988. On that date the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources assumed responsibility for the former commission, re-naming it the Northwest Territories Power Corporation.

With the process of devolution from the federal government behind us, and ownership of the corporation in the hands of the people of the North, we look towards a new era. Part of that new era is the challenge to bring the power company "home". Home to the people and businesses it serves. Home to the people of the Northwest Territories.

It is also a challenge to oversee the spirit of teamwork and the individual excellence at work to achieve this objective. As we review the past year and assess our accomplishments we are confident that a number of initiatives have already been achieved as we work towards the attainment of proposed goals.

One of those goals is the physical relocation of the corporate head office from Edmonton to Hay River, Northwest Territories and the staffing of those headquarters.

Change is inevitable in business. It is difficult for people and corporations. The changes required by devolution mean that a number of our dedicated Edmonton based employees have chosen not to join the corporation in our move north. This presents both a challenge and a new excitement.

The challenge is in the quest to re-establish in new employees the excellence, the commitment and the tenacity of many of those who helped build the power industry in the north. The excitement is in the realization that we are building a team now that will provide for the energy needs of northern people into the next century.

While temporary offices were opened in Hay River in September, 1988, the New Year began with an official ground breaking ceremony in January, 1989 at the construction site of our new headquarters. The Honourable Nellie Cournoyea, Minister responsible for the power corporation, officiated at the ceremony and construction on our permanent headquarters, scheduled to open September, 1989, began immediately.

During the 1988/89 fiscal year, a Public Awareness Program was established to further many of our corporate objectives. The theme of this program is to make the public more environmentally aware, more efficiency conscious and more prone to energy conservation. The growing sophistication of our consumers recognizes that electricity is a way of life; we depend upon it. Therefore it must be reliable. It must be affordable. It must be available.

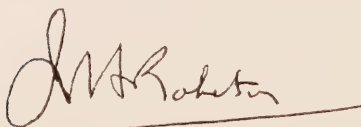
The territorial wide "*Just Imagine*" poster contest was an initial step in educating our future consumers to the importance of the power industry in the development of the Northwest Territories. The contest met with great success and we are grateful for the enthusiastic promotion by the schools across the territories. Throughout the pages of this report you will see many representations of the artwork of the students.

Our program will also address the need to understand that with the production of electricity comes environmental effects. The value of electricity is very closely tied to our value of the environment. One of our corporate commitments to that environment is to be PCB free within the next five years. In an age of conservation of that environment, we must also strive, both as consumers and businesses, to use our electricity with the greatest efficiency and never to waste it.

We continue our commitment to energy efficiency and cost-effectiveness through the upgrading and improving of our aging facilities, and the construction of new facilities.

One of our research projects into alternative sources of power continues with our Cambridge Bay Wind Farm Project. This two-year experimental project will reach its conclusion during the next fiscal year.

As we approach the 1990's the initiatives of our corporation will proceed. With the dedication and expertise of our employees we will continue our service to the Northwest Territories, our concern for the environment, and our research into alternative sources of energy.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "J. H. Robertson", with a horizontal line extending to the right from the end of the signature.

James H. Robertson



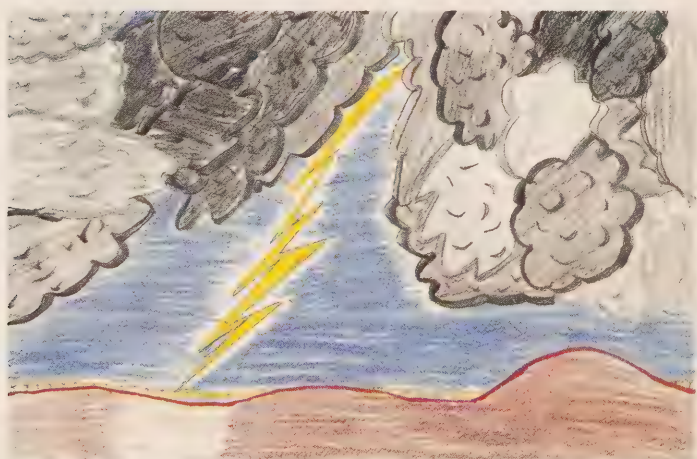
looking
at
1988/89

NORTHWEST TERRITORIES AREAS SERVED:

Electricity: The corporation undertakes the generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at the following locations throughout the territories.

MACKENZIE AND NORTH CENTRAL REGIONS:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Hay River, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife.



KEEWATIN REGION:

Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Eskimo Point, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove.

BAFFIN REGION:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Iqaluit, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute.

Heating: Generation of heat occurs at Inuvik and Iqaluit. Provision of residual heat occurs at Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet.

Water and Sewerage: These services are provided at Inuvik.

UTILITY PLANT IMPROVEMENTS:

Yellowknife/Snare: Following the successful 1987 upgrade of Unit 1 hydro turbine at Snare Forks which resulted in an efficiency gain of 1000 kW, Unit 2 was then upgraded in 1988. The upgrading of these two units has resulted in an increased output of 2000 kW.

The new SCADA (supervisory control and data acquisition) system is now partially installed. Work is continuing on this project at the Snare plants, the Yellowknife substation, Jackfish Lake substation and at the Yellowknife control centre. The finalization of this program will require another year. So far operational improvements have resulted, which vastly improve the total system control functions.

Yellowknife/Jackfish: The KV16 plant at Jackfish Lake has been enlarged and upgraded to provide an efficient major diesel plant. The mirlees KV16-5000 kW unit has been installed in this plant addition, to increase the installed capacity to 11,400 kW.

This work was carried out along with engine cooling system improvements to make more efficient use of the lake cooling water. At the same time, jacket water heat recovery was installed to enable the k-plant and the newly constructed pumping plant and substation buildings to be heated entirely by reject engine-jacket water heat.

The EMD plant was expanded to double the size and an additional 2800 kW of diesel power was installed and a bay was left open to allow the installation of a 2800 kW unit in 1989.

A new substation and substation control building was designed and erected. The new substation is currently in partial operation and is due for completion in the 1989/90 budget year.

Ultimately, the SCADA control system will be fully commissioned for total operation from the new Jackfish Lake control centre. It is anticipated this work will be fully completed by 1990.

Fort Liard: A second new caterpillar 3508 - 400 kW unit was installed to increase this plant's capacity to allow the removal of the 250 kW General Motors emergency unit. The emergency unit was returned to the storage depot at Yellowknife.

Nahanni Butte: A second feeder was installed in this plant in early 1989. At present the 2 - 4 - 71, 40 kW units are having their cooling systems upgraded to allow more reliable and efficient operation.

Wrigley: A second feeder was also installed in this plant in early 1989.

Snowdrift: The alternator on the 3408 suffered a disastrous failure in early 1989. This alternator was removed, fully reconditioned and reinstalled in the early spring of 1989.

Cambridge Bay: To manage the load increase in this settlement a 1000 kW Caterpillar 3516 generating unit was installed to replace the 375 kW Blackstone EWSL8. The fuel storage tankage in this community was increased and bermed to acceptable standards. Phase I was carried out in 1988 and Phase II will be completed in 1989.

Fort McPherson/Fort Simpson: In an effort to improve the safety of these two plants (which are unmanned for a considerable period) fire suppression systems were programmed and installed. These are two-year projects to be completed in 1989. A study is underway to determine feasibility of corporate wide installation of this system.

Spence Bay: The plant capacity was increased by 770 kW, due to community growth, by installing a modular unit adjacent to the plant. The additional unit and its control gear were commissioned before the heavy load winter season began.

Grise Fiord: A caterpillar D-3406 at 160 kW was installed in the plant to replace the GM 4 - 71 - 7 - 70 kW unit. This installation was also required due to increased community loads.



HYDRO SYSTEM WATER MANAGEMENT:

Snare River runoff was 23 percent above normal during 1988/89. There was sufficient water to considerably reduce diesel generation for several months of the year. Unfortunately, because runoff in 1989/90, barring substantial summer rains, is expected to be only three quarters of normal, substantial amounts of diesel generation are expected.

Runoff in sections of the Taltson River basin reached record heights last year. Runoff once again in 1989/90 is expected to be above normal. A report describing the model used to predict water levels and flows; and the effects of gate

changes to the Taltson System was prepared for the Water Board.

ELECTRICAL DISTRIBUTION:

The Northwest Territories Power Corporation constructed approximately 12 km of electrical distribution lines this season which extended the electrical facilities to new commercial enterprises, new housing developments, new street lighting additions and various other governmental improve-

ments. As well, the electrical facilities were extended from Fort Resolution transmission line to the community of Buffalo River.

The corporation received approximately \$500,000 in capital contributions from government and the private sector to assist in extending and improving electrical facilities. Some of these projects included: new municipal improvements, new tank farms, airport improvements, new medical facilities and general re-routing of existing facilities to accommodate new developments.

Two of the larger projects in this category were the construction of a 2 km power line to the river crossing facilities in Fort Simpson and a 2 km line to the community water pumphouse at Arctic Red River.

The corporation's ongoing maintenance program continued throughout its service area while major renovations were implemented at Broughton Island, Norman Wells, Fort Smith, Cape Dorset and Pangnirtung.

CAMBRIDGE BAY WIND FARM PROJECT:

The experimental two year project of Canada's first wind farm continues its operation at Cambridge Bay, Northwest Territories.

The project is expected to demonstrate the usefulness and viability of wind energy exploitation in the North, and lead to additional projects in other communities. It is a joint project with the Ministry of Energy, Mines and Resources and will conclude in December, 1989.

WHMIS:

The Government of the Northwest Territories implemented the Workplace Hazardous Materials Information System (WHMIS) legislation in January, 1988. The corporation subsequently undertook training and labelling programs in October, 1988.

This program was maintained over the 1988/89 year and completion is expected at the end of August, 1989. By that date, training seminars will have been conducted at all corporate locations in the Northwest Territories in compliance with the legislation.

COLLECTIVE AGREEMENT:

A new two year Collective Agreement with the Union of Northern Workers was negotiated to replace the one year agreement that expired March 31, 1989.

The agreement covers the employees in the operational category.

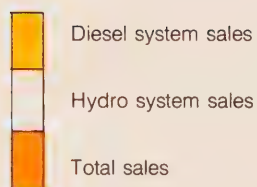
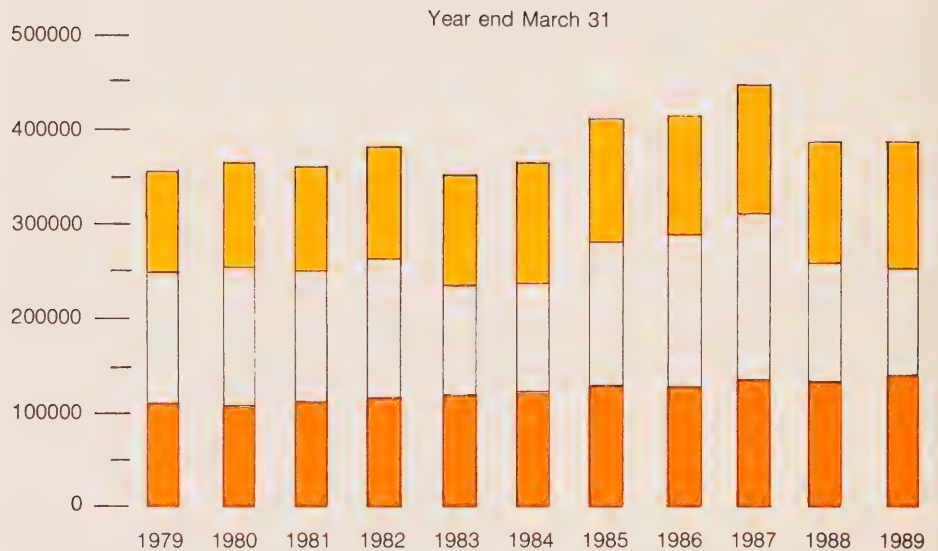
GENERATION/SALES STATISTICS:

Electrical generation in 1988/89 totalled 451,695 MW.h and electrical utility sales were 394,624 MW.h. Generation decreased by 1.6% over 1987/88, however, sales increased by 1.1%.

The system non-coincidental peak load remained constant at 81 MW for both 1987/88 and 1988/89.

N.W.T. Annual Sales

MW.h

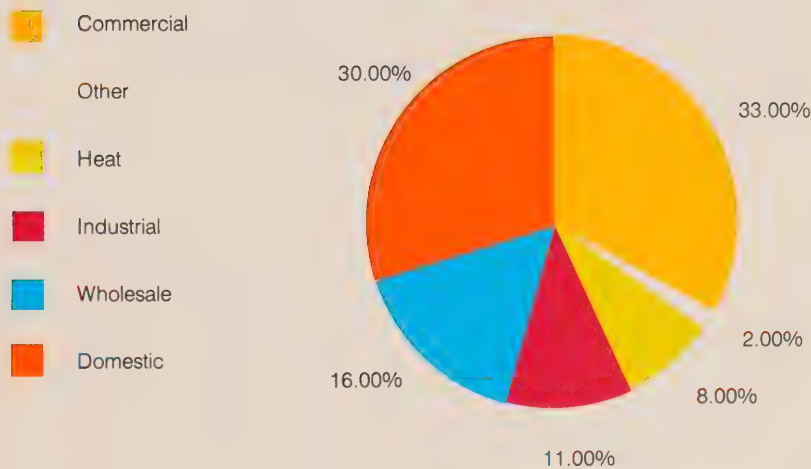


FINANCIAL REVIEW:

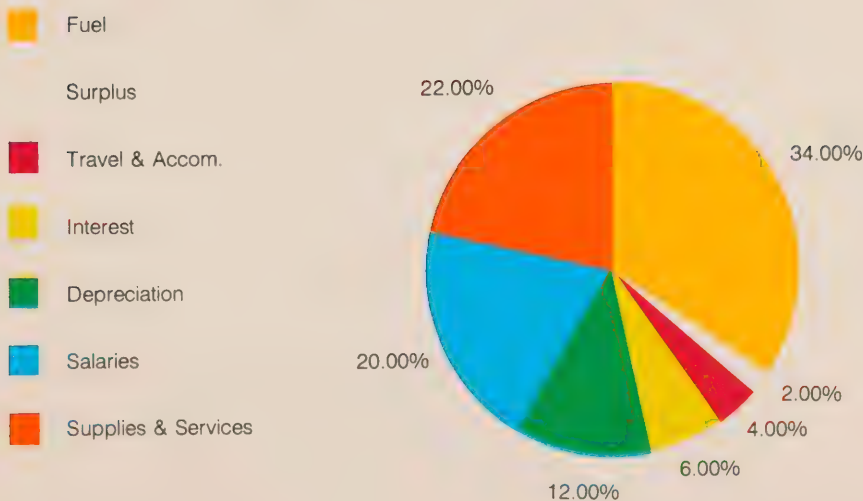
Net Income: The Northwest Territories Power Corporation earned a net income of \$1.777 million in 1988/89 compared with a net income of \$3.043 million in 1987/88. The decrease in net income was primarily due to Pine Point mines closure and an increase in the supplies and services expenses, without a corresponding rate increase.

A debt/equity ratio on March 31, 1989 of 1.2 as compared to 0.8 as at March 31, 1988, an interest coverage ratio of 1.35 and 1.41 for 1988/89 and 1987/88 respectively, indicate the continuing strong financial position of the Corporation.

Source of Revenue



Use of Revenue

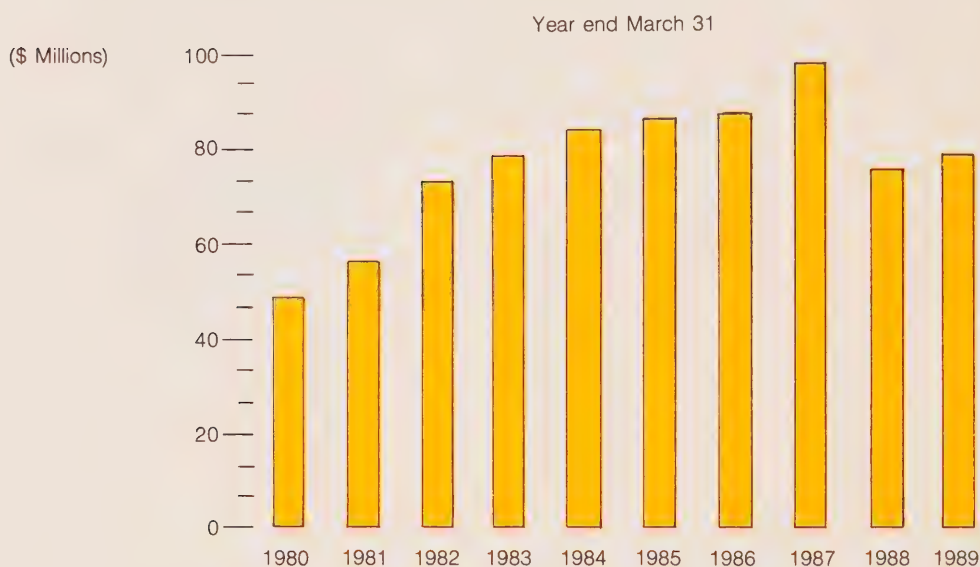


Revenues: Gross revenue from operations totalled \$79.2 million, an increase of 4.8% over the previous fiscal year. Sales of electrical energy by customer class and the corresponding relative changes from fiscal year 1987/88 were:

Customer Class	MW.h 1988/89	Relative Change (0%)	(\$000) 1988/89	Relative Change (0%)
Industrial	82,751	-29.16	8,683	-7.66
Wholesale	147,181	33.19	12,350	21.76
Commercial	84,153	1.25	26,258	3.54
Domestic	80,539	0.63	23,794	2.65
Total	394,624	1.06	71,085	4.40

Revenue of \$6.3 million from heat operations increased by 1.4% from 1987/88. Other revenues derived from the operation of facilities for others, rental agreements and miscellaneous services, increased by 28.8%.

N.W.T. Revenue By Year (\$ Millions)



Expenses: Total expenses were \$77.4 million, an increase of \$4.9 million over the previous year.

Energy related costs, comprised primarily of fuel and purchased power, increased 5.7% over 1987/88. The cost of fuel used for electric and heat generation totalled \$26.9 million in 1988/89, an increase of \$1.5 million over 1987/88. Electric energy generated by diesel provided 41.9% of the total generation, hydro stations supplied 56.3%, and the remaining 1.8% was power purchased from Esso Resources Canada Ltd., at Norman Wells, N.W.T.

Finance expense, consisting of interest paid to the Government of the Northwest Territories and other lenders, after the deduction of interest earned from investing in money market instruments, absorbed 6.3% of the total 1988/89 revenue.

N.W.T. Expenses by Year (\$ Millions)



Investment in Fixed Assets: The Northwest Territories Power Corporation invests in fixed assets to meet expected growth in the demand for electricity and to replace existing assets with facilities that are more economical. The total assets of the Corporation as at March 31, 1989 were \$169.1 million, and 66.2% of this amount consists of fixed assets in service and under construction with the majority of the remaining 33.8% representing current assets. This relatively high percentage reflects the capital intensive nature of the Corporation's business.

New investments in fixed assets during 1988/89 were \$19.3 million. These expenditures on major capital projects under construction during 1988/89 included:

Projects under Construction	Expended in 1988/89 (\$000)	Estimated Total Cost
Snare/Yellowknife Transmission Line	6,066	13,550
Electronic control and data acquisition equipment	672	1,177
Jackfish Expansion - Yellowknife	5,279	8,141

Financing: Funds required by the Corporation to finance its investment in fixed assets in 1988/89 were provided by cash generated from operations and from interim borrowing. Cash amounting to \$4.6 million was used to repay interest (\$0.9 million) owing to the Government of Canada and interest (\$3.7 million) owing to the Government of the Northwest Territories.

As at March 31, 1989, the Corporation owed the Government of the Northwest Territories a promissory note amounting to \$55.1 million including accrued interest of \$1.6 million and an 11% sinking fund debenture amounting to \$20.1 million including accrued interest of \$0.1 million.

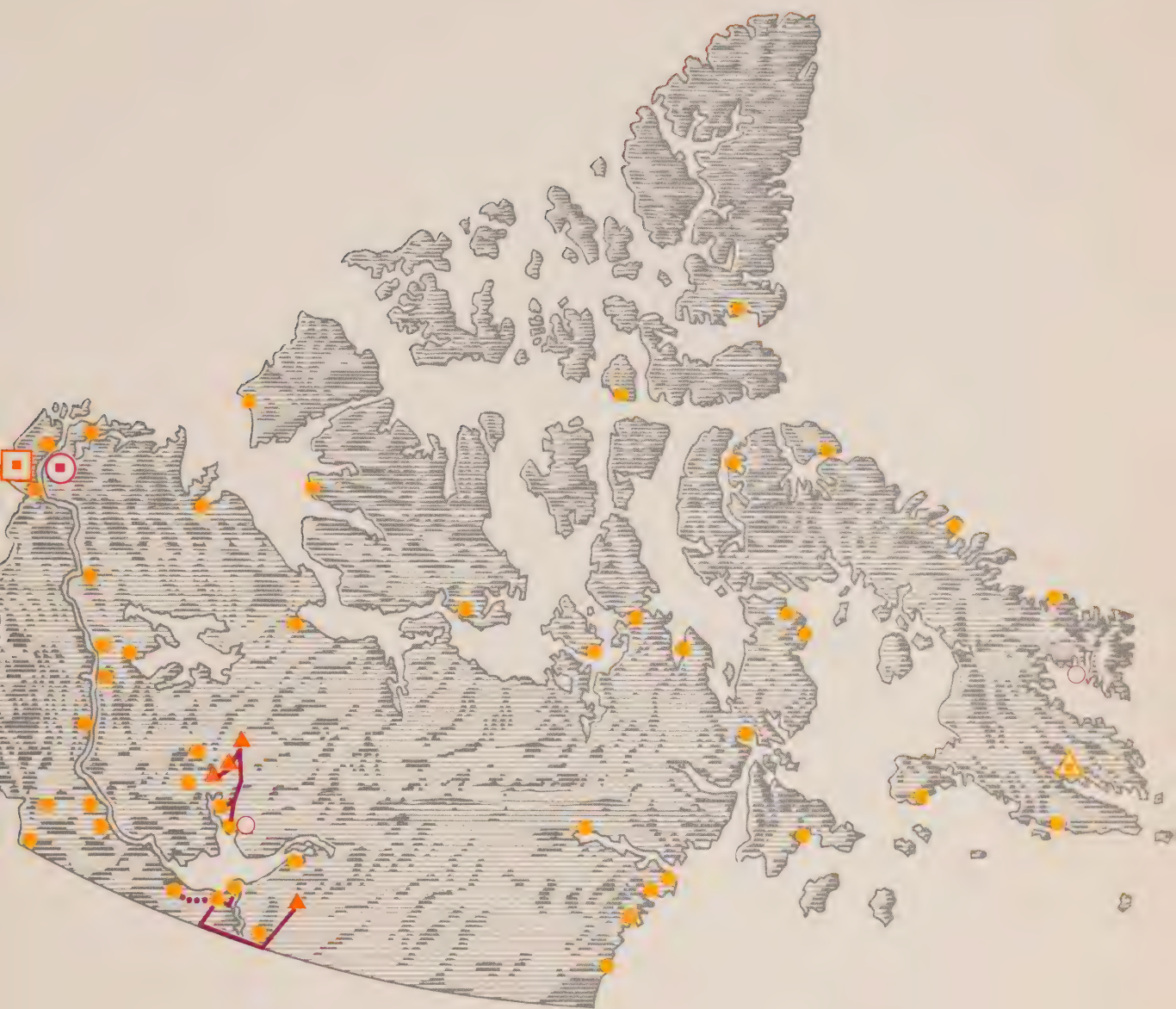
LOOKING TO THE FUTURE:

Taltson Study: The corporation is currently studying the feasibility of building a transmission line to connect the Taltson and Yellowknife hydro systems. This project would assist in meeting the rapidly expanding electrical needs of the customers of the City of Yellowknife and surrounding areas.

Energy Board Hearing: The corporation will appear before the National Energy Board hearing in Inuvik in April, 1989. They will request the board to consider directing the applicants to use electricity to power the compressor stations for the Mackenzie Valley pipeline - should one be built.

The corporation's application will also request access to the natural gas for generating purposes and for distribution as a heating fuel.





UTILITY SERVICE AREA

○ Thermal Plant (Gas Turbine)

● Thermal Plant (Diesel)

▲ Hydro Plant

◻ Electricity, Central Heating,
Water and Sewerage

◼ Electricity and Central Heating

◻ Electricity, Central Heating,
and Water

— Transmission Lines

..... Transmission Line — Northland Utilities Limited

northwest
territories
power
corporation

formerly
northern canada
power commission

annual
report

for the year
ended march 31, 1989

TABLE OF CONTENTS

Management's Responsibility for Financial Reporting	19
Auditor's Report.....	20
Balance Sheet	22
Statement of Income	24
Statement of Retained Earnings.....	25
Statement of Contributed Surplus	25
Statement of Changes in Financial Position	26
Notes to Financial Statements	27
Schedule of Write-offs (unaudited).....	33

MANAGEMENT'S RESPONSIBILITY FOR FINANCIAL REPORTING

The Honourable Nellie Cournoyea
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

The accompanying financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Corporation maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Corporation's aims, are protected from loss or unauthorized use and that the Corporation acts in accordance with the laws of the Northwest Territories and Canada. The Corporation's management recognizes its responsibility for conducting the Corporation's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and sound business principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to a Territorial Crown Corporation. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective audit for the purpose of expressing his opinion on the financial statements. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this audit are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation.

The Board of Directors appoints certain of its members to serve on the Audit Committee. This committee oversees management's responsibilities for financial reporting and reviews and approves the financial statements. The internal and external auditors have full and free access to the Audit Committee.

J.H. Robertson
President

Gordon R. Green
Vice-President
Finance and Administration

AUDITOR'S REPORT

To the Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

I have examined the balance sheet of the Northwest Territories Power Corporation as at March 31, 1989 and the statements of income, retained earnings, contributed surplus and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at March 31, 1989 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, except for the change in the method of calculating depreciation and accounting for disposals of fixed assets as explained in Note 3 to the financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Corporation, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with the Financial Administration Act, the Northwest Territories Power Corporation Act and regulations and the by-laws of the Corporation.

Raymond Dubois, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
June 9, 1989

FINANCIAL STATEMENTS

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Balance Sheet
as at March 31, 1989

Assets

1989 1988
(thousands of dollars)

Current

Cash and short-term deposits	\$ 29,426	\$ 14,152
Accounts receivable (Note 4)	13,766	11,878

Inventories

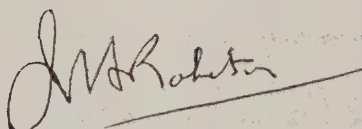
Fuel and lubricants	10,456	10,841
Materials and supplies	3,076	2,904
	<u>56,724</u>	<u>39,775</u>

Property and equipment

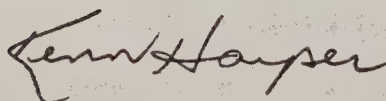
In service (Note 5)	102,154	97,528
Projects under construction	9,810	678
	<u>111,964</u>	<u>98,206</u>

Deferred charges (Note 6)	472	—
---------------------------	-----	---

Approved on behalf of the Board:	<u>\$169,160</u>	<u>\$137,981</u>
----------------------------------	------------------	------------------



J.H. Robertson
Chairman



Kenn Harper
Director

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Balance Sheet
as at March 31, 1989

Liabilities

1989 1988
(thousands of dollars)

Current

Accounts payable (Note 7)	\$ 13,493	\$ 7,882
Current portion of long-term debt	6,643	960
Dividend payable	2,600	—
	<u>22,736</u>	<u>8,842</u>

Long-term

Long-term debt (Note 8)	<u>69,090</u>	<u>97,798</u>
-------------------------	---------------	---------------

Deferred credits

Contributions in aid of construction	3,505	3,842
Contributed assets	4,024	—
	<u>7,529</u>	<u>3,842</u>

Shareholder's Equity (Note 9)

Capital stock	43,129	—
Contributed surplus	—	1,382
Contingency reserve	—	10,000
Retained earnings	<u>26,676</u>	<u>16,117</u>
	<u>69,805</u>	<u>27,499</u>
	<u>\$169,160</u>	<u>\$137,981</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Statement of Income
for the year ended March 31, 1989

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Revenues		
Sale of power	\$71,085	\$67,928
Sale of heat	6,297	6,208
Other	1,787	1,388
	<u>79,169</u>	<u>75,524</u>
Expenses (Note 10)		
Fuel and lubricants	26,858	25,413
Supplies and services	17,012	13,721
Salaries and wages	15,876	14,641
Depreciation	9,221	8,539
Travel and accommodation	3,137	2,630
	<u>72,104</u>	<u>64,944</u>
Income from operations	7,065	10,580
Interest (Note 11)	5,013	7,397
Relocation expenses (Note 12)	<u>275</u>	<u>140</u>
Net income	<u>\$ 1,777</u>	<u>\$ 3,043</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Statement of Retained Earnings for the year ended March 31, 1989

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Balance at beginning of the year	\$16,117	\$13,627
Transferred from: (Note 9)		
Contingency reserve	10,000	—
Contributed surplus	<u>1,382</u>	<u>—</u>
	27,499	13,627
Transfer to contributed surplus		
- divestiture of operations	—	(63)
Net income	<u>1,777</u>	<u>3,043</u>
	29,276	16,607
Remittance to Canada	—	(490)
Dividend (Note 13)	<u>(2,600)</u>	<u>—</u>
Balance at end of the year	<u>\$26,676</u>	<u>\$16,117</u>

Statement of Contributed Surplus for the year ended March 31, 1989

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Balance at beginning of the year	\$ 1,382	\$ 1,319
Transferred from retained earnings		
- divestiture of operations	—	63
Transferred to retained earnings (Note 9)	<u>(1,382)</u>	<u>—</u>
Balance at end of the year	<u>\$ —</u>	<u>\$ 1,382</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Statement of Changes in Financial Position
for the year ended March 31, 1989

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Cash and short-term deposits provided by (used for):		
Operating activities		
Net income	\$ 1,777	\$ 3,043
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	9,221	8,539
Amortization of deferred charges	27	—
	<u>11,025</u>	<u>11,582</u>
Current assets other than cash and short-term deposits	(1,675)	1,810
Accounts payable	<u>5,611</u>	<u>(138)</u>
Funds provided by operating activities	<u>14,961</u>	<u>13,254</u>
Investing activities		
Acquisition of property and equipment	(19,337)	(7,424)
Disposal of property and equipment	<u>45</u>	<u>65</u>
Funds used for investing activities	<u>(19,292)</u>	<u>(7,359)</u>
Financing activities		
Proceeds from long-term debt	20,500	—
Repayment of long-term debt	(396)	(7,130)
Financing costs incurred	(499)	—
Remittance to Canada	<u>—</u>	<u>(490)</u>
Funds provided by (used for) financing activities	<u>19,605</u>	<u>(7,620)</u>
Increase (decrease) in cash and short- term deposits	15,274	(1,725)
Cash and short-term deposits at beginning of the year	<u>14,152</u>	<u>15,877</u>
Cash and short-term deposits at the end of the year	<u><u>\$29,426</u></u>	<u><u>\$14,152</u></u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements

March 31, 1989

1. Authority and operations

The Corporation operates under the authority of the Northwest Territories Power Corporation Act and the Financial Administration Act and is a wholly-owned subsidiary of the Government of the Northwest Territories.

The Government of the Northwest Territories purchased the outstanding shares of the Northern Canada Power Commission effective May 5, 1988 for \$53,000,000 and continued the Commission as a corporation governed by the laws of the Northwest Territories. The shares in the Commission were created by converting part of the long-term debt owing to Canada at March 31, 1988.

The Corporation operates diesel and hydro-electric production facilities to provide utility services on a self-sustaining basis in the Northwest Territories. The Corporation's rates are subject to approval by the Public Utilities Board.

The Corporation is exempt from income tax.

2. Accounting policies

These financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles considered to be appropriate in the circumstances. A summary of the significant accounting policies is as follows:

Operations

The financial statements reflect the results of operations from April 1, 1988.

Deferred charges

Costs relating to the issue of long-term debt are amortized on a straight-line basis over the period to maturity of the related debt.

Inventories

Fuel and lubricants are valued at the lower of average cost and net realizable value. Materials and supplies are valued at the lower of cost and replacement cost.

Property and equipment

Property and equipment, excluding that donated to the Corporation by Canada and others, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are

capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the projects.

Property and equipment donated to the Corporation by Canada and others are recorded at their estimated fair value less accumulated depreciation.

Gains and losses on disposals are reflected in the results of operations in the year of disposal.

Depreciation

Fixed assets are depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives as follows:

Electric power plants

Hydroelectric plants and equipment	27 - 65 years
Diesel engines and associated equipment	10 - 15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 years
Transmission and distribution systems	20 - 30 years

Other utilities

Heating systems	20 years
Sewerage and water	20 years
Staff accommodation	25 years

Warehouses, motor vehicles and general facilities

Warehouses	25 years
Buildings	30 years
Office and general equipment	15 years
Computer equipment	5 years
Motor vehicles	4 years

Deferred credits

Deferred credits represent donations of assets and contributions to aid in the construction and acquisition of property and equipment and are amortized over the estimated economic lives of the respective property and equipment.

Pension plan

Contributions are made by the Corporation and its employees to the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. These contributions represent the total liability of the Corporation and are recognized in the accounts on a current basis.

3. Changes in accounting policies

Property and equipment acquired prior to March 31, 1977, and financed by loans from Canada, were depreciated on a sinking fund

basis. The loans that provided the basis for the sinking fund method were converted into shares and a promissory note on April 27, 1988 through an Act of Parliament. All property and equipment is now depreciated on a straight-line basis. The effect of this change has been to decrease depreciation expense and increase net income by \$398,000.

The gain or loss on the disposal of property and equipment was previously credited or charged to accumulated depreciation. Gains or losses were not reflected in operations. All gains and losses on disposal of property and equipment are now reflected as depreciation in the year of disposal. The effect of this change has been to increase depreciation expense and decrease net income by \$491,000.

These changes in accounting policies have been applied prospectively as the effect on prior years is not reasonably determinable.

4. **Accounts receivable**

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Utilities, net of allowance for doubtful accounts of \$94,000 (1988 - \$75,000)	\$12,123	\$10,859
Recoverable services	958	659
Accrued interest	280	67
Other	405	293
	<u>\$13,766</u>	<u>\$11,878</u>

Included in utility accounts receivable are \$1,714,000 (1988 - \$1,561,000) in unbilled amounts.

5. **Property and equipment in service**

	1989			1988
	(thousands of dollars)			
	Cost	Accumulated Depreciation	Net Book Value	Net Book Value
Electric power plants	\$131,231	\$58,318	\$72,913	\$71,149
Transmission and distribution systems	27,335	10,232	17,103	17,731
Other utilities	3,029	1,412	1,617	1,871
Staff accommodation	7,790	1,643	6,147	2,397
Warehouses, motor vehicles and general facilities	8,725	4,351	4,374	4,380
	\$178,110	\$75,956	\$102,154	\$97,528

Under the terms of the Acquisition Agreement with Canada, certain housing properties were transferred to the Corporation without an identifiable purchase amount. These properties have been recorded in fixed assets and deferred credits at \$4,470,000, based on an estimate of their replacement cost by Public Works Canada.

6. **Deferred charges**

	1989	1988
	(thousands of dollars)	
Financing costs	\$ 499	—
Less accumulated amortization	27	—
	<u>\$ 472</u>	<u>—</u>

7. **Accounts payable**

	1989	1988
	(thousands of dollars)	
Trade payables	\$ 8,979	\$ 6,049
Fuel tax	1,822	658
Accrued interest	1,720	—
Contractors holdbacks	470	143
Deposits	425	423
Payroll liabilities	77	609
	<u>\$13,493</u>	<u>\$ 7,882</u>

8. **Long-term debt**

	1989	1988
	(thousands of dollars)	
Promissory note to the Government of the Northwest Territories repayable in ten equal annual installments, maturing June 23, 1998, bearing interest at 11% payable semi-annually	\$53,500	—
11% sinking fund debentures due March 9, 2009, interest payable semi-annually	20,000	—
Employee leave and termination benefits	2,233	2,629
Loans from Canada bearing interest at an averaged weighted rate (1988 - 9.262%)	—	96,129
	<u>75,733</u>	<u>98,758</u>
Less portion included in current liabilities	6,643	960
	<u>\$69,090</u>	<u>\$97,798</u>

A sinking fund will be established for the debentures, on March 9, 1995, into which amounts will be deposited annually, which together with interest earned, will be sufficient to retire the debentures outstanding at maturity.

The loans from Canada of \$96,129,000 outstanding at March 31, 1988, were converted into shares valued at \$43,129,000 and a promissory note of \$53,000,000 on April 27, 1988 by the Northern Canada Power Commission (Share Issuance and Sale Authorization) Act.

Under their conditions of employment, employees qualify for annual leave of varying lengths depending on length of service. Employees also earn retirement and severance remuneration based on number of years of service. Annual leave is payable within one fiscal year. The payment of the other amounts is dependent on employees leaving the Corporation. An amount of \$1,293,000 (1988 - \$960,000) is included as part of the current portion of long-term debt.

Principal repayments for the sinking fund debentures and the promissory note are as follows:

1990	\$ 5,350,000
1991	5,350,000
1992	5,350,000
1993	5,350,000
1994	5,350,000
1995-2009	46,750,000
	<u>\$73,500,000</u>

9. Shareholder's equity

Pursuant to Section 22 of the Northwest Territories Power Corporation Act, the capital structure of the Corporation has been prescribed by regulation, effective May 5, 1988 as:

(a) Capital stock

Authorized: Unlimited number of voting,
common shares, without par value

Issued and fully paid: 431,288 common shares \$43,129,000

(b) Retained earnings

Retained earnings were prescribed as \$27,499,000, created by combining the contributed surplus of \$1,382,000, contingency reserve of \$10,000,000 and retained earnings of \$16,117,000 outstanding as of March 31, 1988.

10. **Expenses**

An amount of \$7,177,000 (1988 - \$5,323,000) in engineering and general administration expenses has been incurred. Of this amount \$911,000 (1988 - \$517,000) has been allocated to capital projects.

11. **Interest**

	1989	1988
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Interest on long-term debt		
Government of the Northwest Territories	\$ 5,322	\$ —
Canada	854	9,530
Others	167	—
	6,343	9,530
Less interest from short-term deposits	1,330	2,133
	<u>\$5,013</u>	<u>\$7,397</u>

12. **Relocation expenses**

As a result of the purchase of the Corporation by the Government of the Northwest Territories, the head office is relocating to Hay River, Northwest Territories. These expenses include the costs of relocation of head office and staff to Hay River and other incremental personnel costs incurred to March 31, 1989.

Additional relocation expenses will be incurred during 1989-90 when the actual move is completed.

13. **Dividend**

Pursuant to subsection 22.1(1) of the Northwest Territories Power Corporation Act, the Government of the Northwest Territories directed the Corporation to declare a dividend of \$2,600,000.

14. **Commitments**

At March 31, 1989, the estimated cost to complete capital projects was approximately \$12,377,000 (1988 - \$21,069,000).

15. **Related party transactions**

The Corporation is a Territorial Crown Corporation and consequently is related to the Government of the Northwest Territories, and its crown corporations, Arctic College, Workers' Compensation Board (Northwest Territories), and the Northwest Territories Housing Corporation.

The Corporation provides utility services to, and purchases fuel and other services from, these related parties. These services and purchases are provided and made at the same rates and terms as those charged to similar unrelated customers.

Transactions with related parties and balances at year end, not disclosed elsewhere in the financial statements, are as follows:

(thousands of dollars)

Sale of power, heat and water	\$14,081
Purchase of fuel	9,151
Fuel tax	1,445
Workers' compensation payments	152
Other	209
Balances at year end	
Accounts receivable	2,794
Accounts payable	2,588

16. **Comparative figures**

Certain comparative figures have been reclassified to conform with the financial statement presentation adopted for the current year.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1989
(unaudited)

Pursuant to Section 84 of the Financial Administration Act, the Corporation has not written off any assets, debts or obligations during the year ended March 31, 1989.

BOARD OF DIRECTORS



J.H. Robertson, Inuvik
Chairman and President



Dana Ferguson, Yellowknife
Board Member



Jane Groenewegen, Hay River
Board Member



Rod Hardy, Fort Norman
Board Member



Kenn Harper, Iqaluit
Board Member



J. Norman Olsen, British Columbia
Board Member



Officers

Chairman and President
J.H. Robertson

Senior Vice-President
J.A. (Jack) Hull

Vice-President, Finance and Administration
Gordon R. Green

Leon Courneya
Director, Finance

Sheila McDonald
Director, Personnel

Stephen Spicoluk
Director, Corporate Affairs

Advisors to the Board

Barry Gardiner, Edmonton
Gardiner, Karbani, Audy

A.W. (Ted) Humphrys, Ottawa

Kevin P. Weeks, Edmonton
Layton, Weeks & Cranston

דאָס פּערזאָנל פֿון דער שולע

ר. ה. קאָפּ, דאָס
פּערזאָנל פֿון דער שולע



צאָל שולע, פּערזאָנל



פּערזאָנל, דאָס שולע



פּערזאָנל, דאָס שולע



פּערזאָנל, דאָס שולע



פּערזאָנל, דאָס שולע



ስላሆኑ ለሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ
 ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

(ስላሆኑ) ስላሆኑ ስላሆኑ

(ስላሆኑ) ስላሆኑ ስላሆኑ

ስላሆኑ ስላሆኑ ስላሆኑ

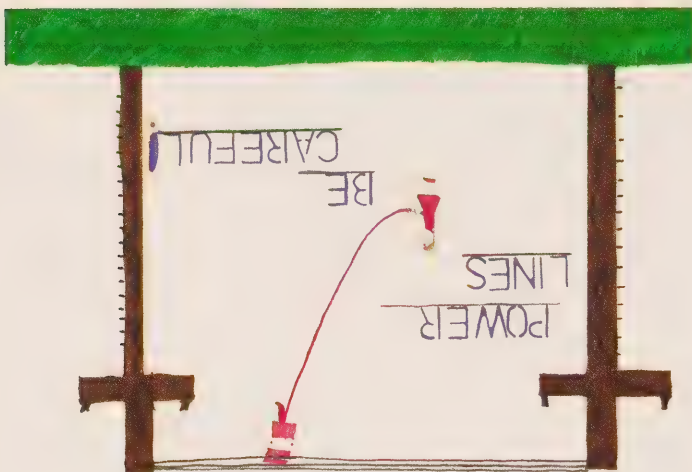


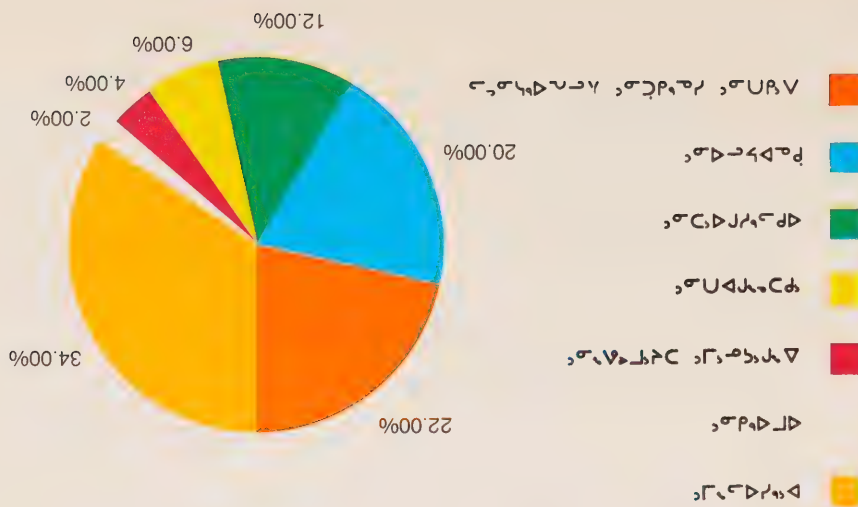
POWER MAKES ME
BEAUTIFUL



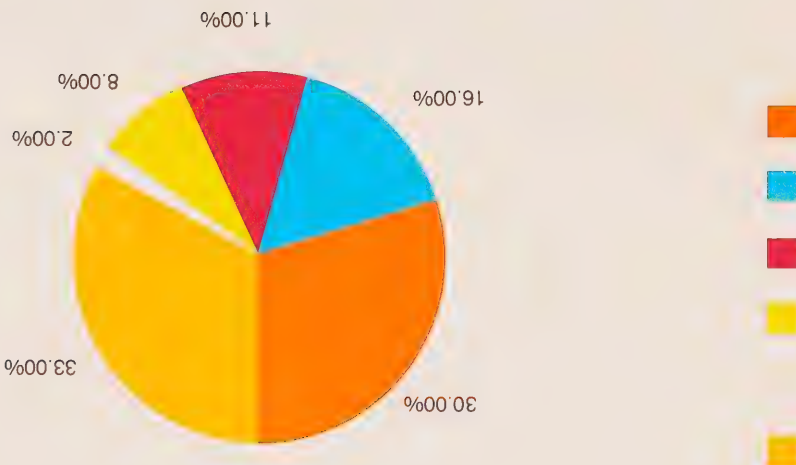
Lila Bertolini
St. Patrick's Elementary
School
Yellowknife, N.W.T.
Grade 5

Laura Ivalu
Attaguttauk School
Igloolik, N.W.T.
Grade 3





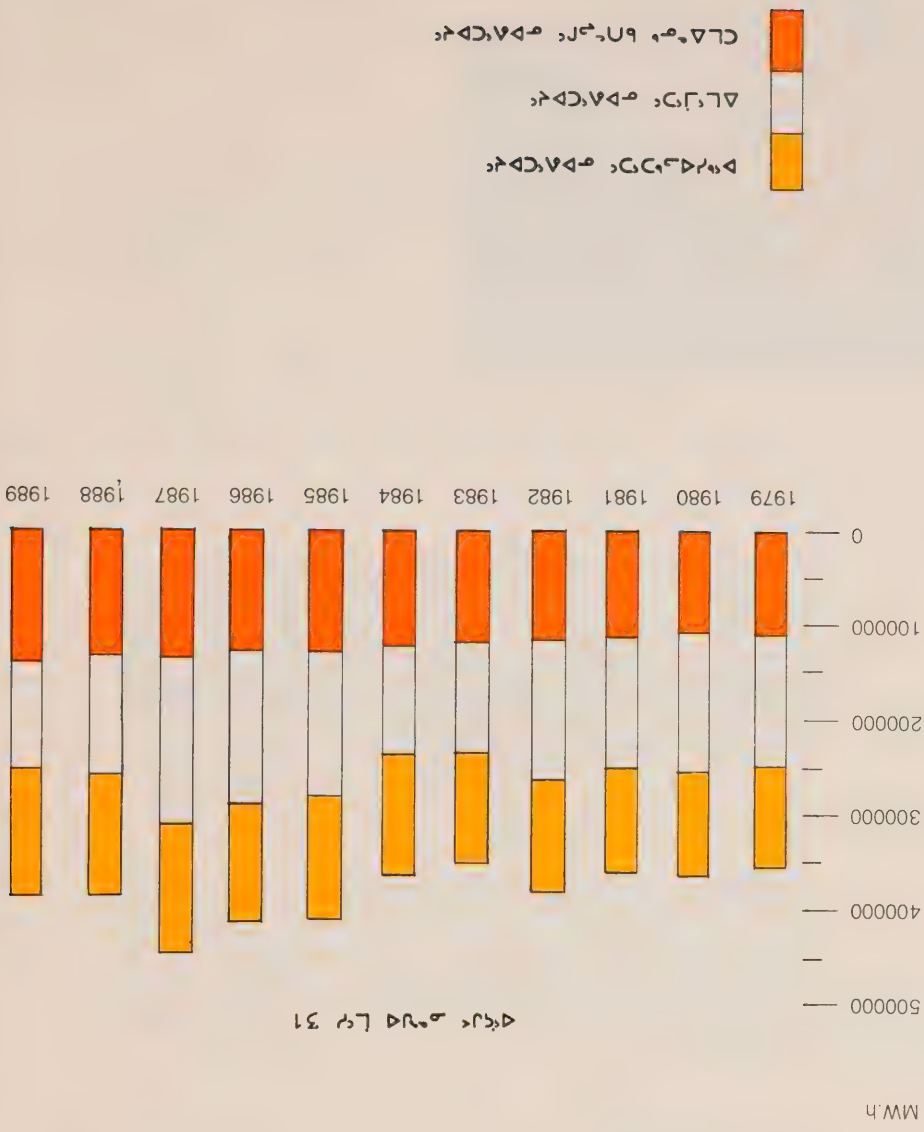
(ህዝብ ጥያቄዎች - የፍትሕ ጥያቄዎች)



(ህዝብ ጥያቄዎች - የፍትሕ ጥያቄዎች)

ፖለቲካል ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
1. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
2. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
3. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
4. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
5. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
6. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡
7. ፍትሕ ጥያቄዎች የሚጠቀሙት ስራዎች በፍትሕ ጥያቄዎች ስር ይገኛሉ፡፡

ፍትሕ ጥያቄዎች



שנים 1979-1989

התחליתם להשתמש בגז כמקור אנרגיה ב-1988/89. לפני כן, הייתם משתמשים בנפט ובפחמן. השימוש בגז גדל משמעותית בשנים האחרונות, וזאת בשל עלות הנפט הגבוהה. בנוסף, גז הוא מקור אנרגיה נקי יותר. השימוש בגז צפוי להמשיך לגדול בשנים הבאות.

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
2

What does POWER mean to me? Lights in my house



Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω

1986-1987, 1988-1989
Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω

Δεσφαιζομαι να μιλήσω

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

1986-1987, 1988-1989
Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω

Δεσφαιζομαι να μιλήσω

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

Δεσφαιζομαι να μιλήσω

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

Δεσφαιζομαι να μιλήσω
για το Δεσφαιζομαι να μιλήσω
1986-1987, 1988-1989

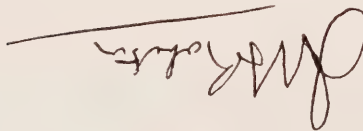
1988/89-68

▶ 1988/89

▶ 1988/89

6861 1989

ዶ. ዘ. ኃ. ለገሰ
የፌዴራል ፖሊስ



የፌዴራል ፖሊስ

በዚህ ደብዳቤ የፌዴራል ፖሊስ ሰነድ ተገልጿል፡፡
በዚህ ደብዳቤ የፌዴራል ፖሊስ ሰነድ ተገልጿል፡፡
በዚህ ደብዳቤ የፌዴራል ፖሊስ ሰነድ ተገልጿል፡፡

በዚህ ደብዳቤ የፌዴራል ፖሊስ ሰነድ ተገልጿል፡፡
በዚህ ደብዳቤ የፌዴራል ፖሊስ ሰነድ ተገልጿል፡፡

Δωδεκάτη

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου, Διευθυντής, Διεύθυνση

Πρόεδρος: 1988/89-90

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου, Διευθυντής, Διεύθυνση

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου

19

18

17

5

3

2

Design: Inkjet Ltd., Yellowknife, N.W.T.

Cover Photos: Joe Staszuk, Northwest Territories Power Corporation

Co-ordinating Editor: Jane Stoneman-McNichol, Northwest Territories Power Corporation

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου, Διευθυντής, Διεύθυνση

Πρόεδρος: Αλέξανδρος Αλεξάνδρου, Διευθυντής, Διεύθυνση

Northwest Territories Power Corporation
3 Capital Road
Hay River, Northwest Territories
X0E 0R0

3000
 1000
 1000

1988-89
 1000
 1000

MEANS

WHAT POWER TO ME.



Power means giving

communities.

Best Overall
 Sir Alexander Mackenzie School
 Inuvik, N.W.T.
 Grade 4

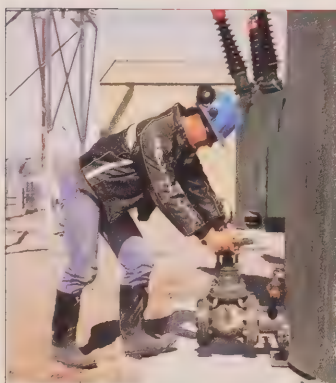
CLAD...
 1000
 1000

1
0
56

Government
Public



NORTHWEST TERRITORIES
POWER
CORPORATION



Into the 1990's... The Changing Face of Power
Northwest Territories Power Corporation
Annual Report 1989/90

Produced by:
Stoneman Communications, Edmonton

Photos:
Tessa MacIntosh, GNWT, Culture & Communications
Ronne Heming, Outcrop, Ltd., Yellowknife
Photo Library, Northwest Territories Power Corporation

Corporate Advisor:
A.W. (Ted) Humphrys

Design:
Inkit Ltd., Yellowknife

Printed on Recycled Paper



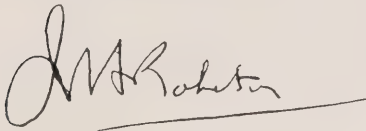
*Northwest Territories Power Corporation
Report of the Board of Directors for 1989/90*

To the Honourable Nellie Cournoyea
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

I am pleased to submit to you the Northwest Territories Power Corporation's report of the financial position of the Corporation, together with a summary of programs and initiatives undertaken by the Corporation during the above fiscal year.

We thank you and your staff in the Ministry.

On behalf of the Board,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'J.H. Robertson', is written over a horizontal line.

J.H. Robertson
Chairman and President
April, 1990

Contents

Corporate Profile	1
A Message from the Chairman and President	2
Board of Directors	4
Officers of the Corporation	5
A Year in Review	
Regions Served Across the Northwest Territories	6
Engineering	7
Corporate Affairs	9
Personnel	10
Cambridge Bay Wind Farm Project	11
Hydro System Water Management	12
Safety and Security	13
Purchasing	15
Charts	16
Financial Statements	19

Corporate Profile

Stretching across a service area of three million square kilometers, the Northwest Territories Power Corporation is responsible for providing the electricity needs of the people of the Northwest Territories.

The Corporation was created May 5, 1988 by the Government of the Northwest Territories by the Northwest Territories Power Corporation Act.

Under that Act, it is the responsibility of the Corporation to generate, supply and deliver electricity through the Northwest Territories. The Corporation is the principal producer of electricity and operates the main transmission networks across the Territories. As well, it supplies water, sewerage and central heating services in some of the northern communities.

The Corporation is committed to supplying energy on a safe, economic, efficient and reliable basis to our customers. By planning power for the future, one of our strongest commitments is to ensure an adequate energy supply to meet the growing needs of the North.

The Corporation operates 52 generating plants across the Northwest Territories. The basis of our operations are diesel electric plants and two hydro electric systems. We sell wholesale electric power to two distributing utilities, which in turn, retail it to consumers in Yellowknife and Hay River. We directly serve three large mining customers, 5,000 commercial customers and 7,500 domestic customers.

The Corporation is directed by a Board of Directors. The Chairman, and a maximum of nine members are appointed by the Minister responsible for the Corporation. The President, also a Board member, is a full-time employee of the Corporation, appointed by the Minister upon the recommendation of the Board.

The corporate head office is in Hay River, Northwest Territories.

A Message from the Chairman and President

The theme of our 1989-90 Annual Report is the profile of departmental initiatives and programs we refer to as *"The Changing Face of Power"*.

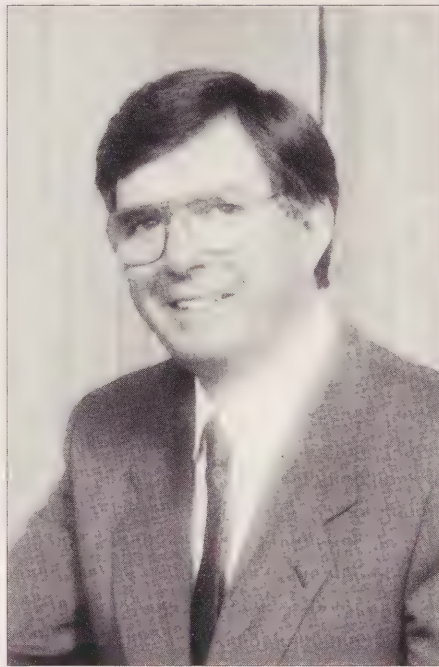
The Corporation has undergone significant change since devolution to the territorial government in the spring of 1988. Since that time we have fulfilled our commitment to bring the power company "home". Home to the people and businesses we serve. Home to the people of the Northwest Territories.

This past year has also been marked by the changing face of personnel from a relatively senior population, in both age and tenure, towards a more youthful management structure.

On September 29, 1989, The Honourable Nellie Cournoyea, Minister Responsible for the Corporation, together with The Honourable Dennis Patterson, Government leader, officiated at the ceremony to commemorate the opening of the new corporate headquarters at Hay River, Northwest Territories.

The opening of our northern headquarters brought with it the responsibility to replace the expertise of many of our senior staff who were unable to join us in the North. This, in itself, was a major initiative.

The recruitment and replacement program was facilitated partly through local hiring and internal transfers and partly through a search that led the Corporation across Canada and beyond to secure the specific expertise required to manage the Corporation's diverse facilities throughout our service area.



There exists within the Northwest Territories a pool of resources from which to build a young, skilled labor force and one of our corporate commitments is ensuring the infrastructure for development of those human resources is put in place. The Corporation is actively involved in supporting that development through apprenticeship programs and advanced technical and educational programs with the co-operation of Arctic College, Canada Employment and Immigration Centre and other private agencies.

Again this year there were many program initiatives and many achievements - and those programs and achievements were as rich and varied as the personnel who administer them.

From the development of a feasibility strategy for the construction of the Taltson/Snare Intertie transmission line, to the introduction of our corporate safety program for school children and the program's mascot *"Lectro"*, through continued research into alternative sources of power with the experimental Cambridge Bay Wind Farm Project, the Corporation's personnel implemented and continued many diverse and impressive programs.

In recognition that our human resources are our greatest resources, management introduced a new corporate employee recognition and long service awards program. The program allows us to award not only long service, but to applaud the dedication of the men and women who carry out the corporate commitment of supplying energy on a safe, economic, efficient and reliable basis to the people of the Northwest Territories.

On behalf of the Board of Directors, I commend and thank all of our employees for their dedication and efforts. A great deal has been accomplished, largely through the efforts and innovation of the managerial, administrative and industrial work force of the Corporation.

The changing face of power in Canada's north, as within the Corporation, will be the building blocks to future success. The reaffirmation and continuation of the basic principles of our corporate plan will provide a challenge as we move rapidly into the 1990's.

The success of the Corporation can be attributed not only to our employees, but to the support of the Honourable Nellie Cournoyea, Minister Responsible for the Corporation, and her colleagues in Cabinet.

On behalf of the Corporation, the Board of Directors and employees look forward to the continued support of the Minister and the people of the Northwest Territories in meeting the challenges and opportunities of providing electrical power needs now and into the future.

James H. Robertson
April, 1990

Board of Directors



Rear: **R. Hardy**, Fort Norman; **J.N. Olsen**, British Columbia, **J.H. Robertson**, Inuvik, Chairman; **K. Harper**, Iqaluit; **G.R. Green**, Hay River
Front (seated): **J.H. Parker**, British Columbia; **J. Groenewegen**, Hay River; **J. Britton**, Yellowknife



*The Honourable
Nellie J. Cournoyea,
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation*

Officers of the Corporation



Rear: **S.P. Spicoluk**, Director Corporate Affairs; **J.A. Nelson**, Director Internal Audit; **J.H. Robertson**, President; **D.R. Ramsden**, Vice-President Engineering & Operations; **G.R. Green**, Senior Vice-President; **W. Rupnarain**, Director Treasury Services; **B. Campbell**, Director Safety & Security;
Front (seated): **L. Courneya**, Director Finance; **R. Blowers**, Director Purchasing; **S. McDonald**, Director Personnel; **W.E. Gagnon**, Director Legal Services/Corporate Secretary; **J. Davies**, Director Operations; Missing: **L. Seguin**, Director Engineering

Advisors to the Board

Barry Gardiner, Gardiner, Karbani, Audy,
Edmonton

A. W. (Ted) Humphrys,
Ottawa

Kevin P. Weeks, Weeks Weeks & Doherty,
Edmonton

Regions Served Across the Northwest Territories

Electricity:

The Corporation undertakes the generation, transmission and/or distribution of wholesale and retail electricity at the following locations throughout the territories.

Mackenzie and North Central Regions:

Aklavik, Arctic Red River, Cambridge Bay, Coppermine, Detah, Edzo, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Gjoa Haven, Hay River, Holman Island, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Rae, Rae Lakes, Sachs Harbour, Salt River, Snare, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Wrigley and Yellowknife.



Keewatin Region:

Arviat, Baker Lake, Chesterfield Inlet, Coral Harbour, Rankin Inlet, Repulse Bay and Whale Cove.

Baffin Region:

Arctic Bay, Broughton Island, Cape Dorset, Clyde, Grise Fiord, Hall Beach, Igloolik, Iqaluit, Lake Harbour, Pangnirtung, Pond Inlet and Resolute.

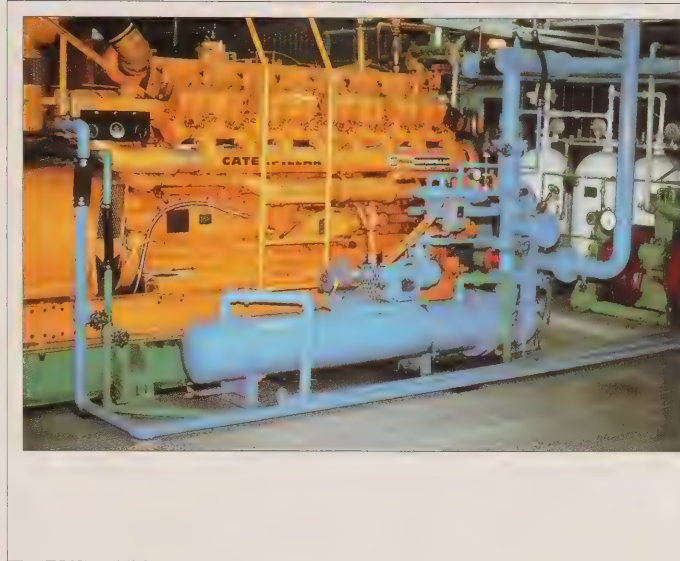
Heating:

Generation of heat occurs at Inuvik and Iqaluit. Provision of residual heat occurs at Cambridge Bay, Coppermine, Fort Simpson, Igloolik, Lac La Martre, Pelly Bay and Rankin Inlet.

Water and Sewerage:

These services are provided at Inuvik.

Engineering



The process of devolution and the move home to the Northwest Territories, brought a unique challenge to the Corporation's engineering department, with the recruitment and replacement of the senior cornerstone of engineering staff previously headquartered at Edmonton.

The recruitment process led the Corporation across Canada and beyond in a quest to restaff while simultaneously maintaining operations across the North. As staffing of the department nears completion, the thrust of the Corporation's new engineers will focus toward project management responsibilities, supported by engineering consultants retained on a project by project basis.

Activities during this fiscal year included major upgrading projects at Yellowknife. The Jackfish Lake diesel station, comprising two diesel generating plants known as the "K" plant (Merrlees Type K engines) and "EMD" plant (General Motors EMD engines), saw the completion of both engine/generator capacity. A separate building has been erected to house the Yellowknife system control center which is being relocated to the Jackfish plant area from downtown Yellowknife. These projects were initiated in response to the tremendous load growth demands due to rapid increase in the Yellowknife population and economy.

By the end of December, 1989 all the towers of the new Snare Line had been erected. Stringing of the line was scheduled for early April, 1990 and final testing of the line should take place during August, 1990.

Coral Harbour was the site of a new complete power plant replacement project which is scheduled for completion in early 1990. The Coral Harbour project represents the first planned plant replacement undertaken by the Corporation.

Additional generating capacity was provided by transferring an engine/generator set from Rankin Inlet. The updated construction standards adopted on this project have provided a facility that is both well insulated and better ventilated than previous standards. These new construction standards create a facility that is easier to heat, less likely to suffer freeze up and, most importantly, provides its employees with greatly improved working conditions.

The Coral Harbour power plant replacement will serve as a model for future major plant improvements. The design developed for this plant has undergone an intensive review by engineering staff in preparation for implementation of the upcoming plant replacement program. This program has identified the projected replacement of 14 power plants over the next five to eight years.

The Engineering Department is also responsible for an ongoing fuel storage system upgrade program, and has managed the completion of ten projects under this program at a value of \$984,000. This program, with its target completion during 1992, is primarily the construction of impermeable steel containment berms surrounding fuel storage tanks to ensure a safe environment adjacent to the storage areas.

Pond Inlet and Lac La Martre were the sites of completed installations of additional generating capacity, in compliance with the Corporation's established reserve generating capacity criteria. At Pond Inlet the new engine/generator set was installed in a plant module structure, which was developed to enable expansion of generating capacity in power plants that do not have sufficient space inside the main building.

Corporate Affairs



The Corporate Affairs department's prime focus during the fiscal year has been in preparing the Corporation to enter a regulated environment.

Prior to October 1, 1989, neither the Corporation, nor its predecessor, the Northern Canada Power Commission had been subject to any regulatory authority. After that date, the regulation of the Corporation is within the jurisdiction of the Government and the Public Utilities Board of the Northwest Territories.

Within the division of regulatory responsibility, matters concerning the revenue requirement and Terms and Conditions of Service are within the mandate of the Public Utilities Board; and matters concerning the rates charged by the Corporation are to be established by Regulation of the Government of the Northwest Territories.

In September, 1989, the Corporation filed an Application with the Public Utilities Board for approval of Terms and Conditions of Service and revenue requirements for the years 1989/90 and 1990/91. Due to subsequent changes to certain regulatory provisions of the Northwest Territories Power Corporation Act, it was necessary to submit an Amended and Restated Application which requested approval of revenue requirements of \$94 million for 1989/90, and \$96 million for 1990/91. Public hearings are scheduled for July, 1990 to examine this application.

In October, 1989, the Corporation requested approval from the Government of the Northwest Territories for a rate increase of 4.8% effective February 1, 1990. Approval was received and this was the first change to rates since

April, 1983. The increase was applied in the same percentage amount to all customers except those bound by separate contract.

Corporate Affairs, like other departments, was involved in the recruitment and training of replacement staff for the senior corporate personnel who were unable to relocate to the Northwest Territories. All staff replacement will be completed in this department by the spring of 1990 and training

will continue into the next fiscal year.

The department's Market Forecasting and Procedure Methodology was reviewed and methods are now in place which allow more variables to be considered and more flexibility to use and generate information. Improved accuracy and timeliness have already been observed and it is expected that further improvements will be realized.

Late in the fiscal year, the Executive Council of the Government of the Northwest Territories directed the Public Utilities Board to conduct a Rate Structure Review. This includes examination of all aspects of electric rate design throughout the Territories and the issue of electric energy subsidization. The Corporation will be playing a major role in these hearings.

Public communications is also an area of the Corporation's activities that is undergoing review. We are in the process of conducting an extensive analysis of the communication needs and objectives of the Corporation. It is intended to establish an organized, cohesive, and structured approach for our varying communication needs. A major part of any public communications effort will include the strengthening of public awareness toward the benefits of demand side management.

Personnel

The primary mandate of the Department of Personnel has been the restaffing of corporate office. Despite difficulties encountered in the recruitment of engineers during the past year, this objective has been accomplished.

The Department is involved in establishing apprenticeship positions for northerners, particularly in the field of diesel mechanics and journeyman power engineering.

A Collective Agreement between the Corporation's employees and the Union of Northern Workers was successfully negotiated early in 1989, to span a two year period which expires March 31, 1991. Negotiations will begin early in 1991 to renew this Agreement.



A classification and compensation review was completed in March, 1990 which resulted in the implementation of a compensation system across the Corporation and new salary ranges based on internal and external pay research.

The Department coordinated the Corporation's first Long Service Award and Retirement Dinner held in Yellowknife. The event hosted 103 people including employees who travelled

from across the Territories, several MLA's and senior corporate officers.

During the next fiscal year, the Department will be reviewing and updating policies that affect the employees of the Corporation. As well, the Department, together with the Operations Division, will be evaluating the training needs of Corporation staff.

Cambridge Bay Wind Farm Project

The evaluation phase of the two-year experimental project of Canada's first wind farm at Cambridge Bay, Northwest Territories has been completed, and is presently under review by the Corporation.

In January 1988, four wind powered generating units were commissioned to begin the two year demonstration project. Each of the four units are 25 kilowatt wind turbines, with a 9.8 m (32.5 ft.) diameter rotor mounted on a 24 m (80 ft.) high tower. The project



is expected to demonstrate the usefulness and viability of wind energy exploitation in the north and, if successful, to lead to additional projects in other communities.

The Wind Farm Project at Cambridge Bay has been a joint project between the Corporation and the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. Results of the evaluation are expected during the next fiscal year.

Hydro System Water Management

During the last fiscal year the Corporation's water management studies indicated that water levels in the river system during the 1989/90 year would be lower than normal. A shortage of water in the reservoirs to the hydro system would result in an increase of diesel generation and provisions would have to be made for additional diesel fuel. However, runoff exceeded predictions and the water supply was sufficient to fill the Snare River hydro system reservoir at Big Spruce Lake.



All indications for higher than average water levels during the fiscal year 1990/91 remain strong. Usually, if water levels remain high, use of the diesel facilities in Yellowknife will be minimized.

However, the increased electric load in the Yellowknife area exceeds the maximum capacity of the Snare Hydro generation facilities, and additional electrical load growth in Yellowknife will therefore be met by diesel generation.

Safety and Security

Plant Safety Programs

During the fiscal year 1989/90 the Director Safety and Security for the Corporation undertook an orientation tour to 49 of the 52 plants in the Corporation's network. The plant visits served as an initial orientation and were part of a larger wide-ranging program to assess safety conditions in the workplace.



As a result of the orientation and inspection tour a number of programs have been initiated to improve conditions in and around the plant facilities. During the summer of 1990 a program to improve housekeeping conditions on the outside of eight to 10 plants will be completed. The remaining plants participating in the program will be completed during 1991.

A safety equipment replacement program is also underway throughout all the plants in the Corporation's network. This program includes standardizing all safety equipment such as emergency lights, fire extinguishers, eye-wash stations, and first aid kits.

A foam/water fire suppression system pilot program has been designed and will be implemented at the Fort Simpson and Fort McPherson plants for testing. The system should be operational by mid July 1990. The program initiated this year is intended for installation in small community power plants. The new system is designed with a minimum of complicated sensors and control wiring which should minimize false alarms and be easier for local tradesmen to use as they perform maintenance work.

Upon successful completion of the pilot test, the program will be assessed for application in the remaining plants.

Safety and Training Coordinating Committee

A Safety and Training Coordinating Committee has been established with the Vice-President Engineering and Operations as Chairperson. Other members include: the Senior Vice-

President, Director Operations, Director Safety and Security, Director Personnel, Director Purchasing.

Senior field staff will be represented on the Committee on a rotating basis.

The Committee will focus on the following areas of concern:

- Electrical generation, distribution/transmission training, to improve awareness of hazards and the attitude of workers toward hazards;
- Plant orientation of new employees;
- Safety committee meetings;
- Workplace Hazardous Materials Information System - identification of materials and employee training in the handling of hazardous materials;
- Housekeeping and safe work procedures in everyday plant activities;
- Safety/Security incentive programs.

Employee Safety Training Programs

Standard First Aid certification courses are underway and employee training in this area has been completed in the Iqaluit region. Fort Smith, Yellowknife and Inuvik area employees are scheduled to complete their training by August, 1990. The Fort Simpson and Cambridge Bay areas will be scheduled early in the 1990/91 fiscal year.

Plant Security

Security upgrading programs are now underway to install outside security lighting and/or fencing at the power plants. In many areas installation of security fencing is virtually impossible due to the massive snow loads. Alternatives to security fencing will be investigated during the 1990/91 fiscal year.

Purchasing

The largest challenge encountered by the Purchasing department during the past fiscal year was, like other departments, the relocation from Edmonton to Hay River.

In preparation for the relocation, the department was involved in recruiting replacement staff, training and the physical move to the Northwest Territories.

Approximately 150 tonnes of materials were moved north and, to reduce costs, Purchasing ran material stock reserves as low as possible. Warehouse operations in Edmonton were phased out and relocated to Hay River. The Corporation now maintains only a marshalling centre in Edmonton.

Warehouse operations for Purchasing are now located in Hay River, Inuvik, Yellowknife and Iqaluit. During the past fiscal year the Yellowknife warehouse operation was reorganized and expanded to support the current plant operations, and warehouse computer facilities throughout the network were upgraded to control the receiving and issuing of stock materials.

In October, 1989, Purchasing also assumed responsibility for the stationery and forms requirements of the Corporation, and a system of distribution and control has been developed.

Sea Lift

The Annual Eastern Arctic Sea Lift Conference was held in Ottawa in December, 1989. This is the opportunity for all shippers to exchange ideas and methods for improving service to the communities, and to address problems encountered during the shipping season.



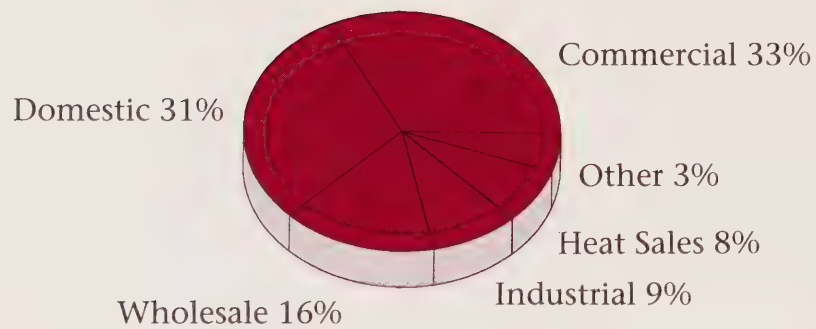
The Northwest Territories Power Corporation participates in Sea Lift as a means of transportation to supply remote areas of the Corporation's service area. Sea Lift is coordinated by the Canadian Coast Guard Northern, who tenders the chartering of fuel re-supply ships. The Coast Guard also coordinates the assignment of ice-breakers to the Eastern Arctic during the re-supply period.

Participation in Sea Lift begins each year with the requisition process in mid-January when Purchasing reviews the requests for materials including such items as: construction materials, hydro poles, transformers, wire and cables, chemicals, paints, office and plant supplies. When review of requisitions is completed, Purchasing books space on the appropriate vessels to accommodate material transfers.

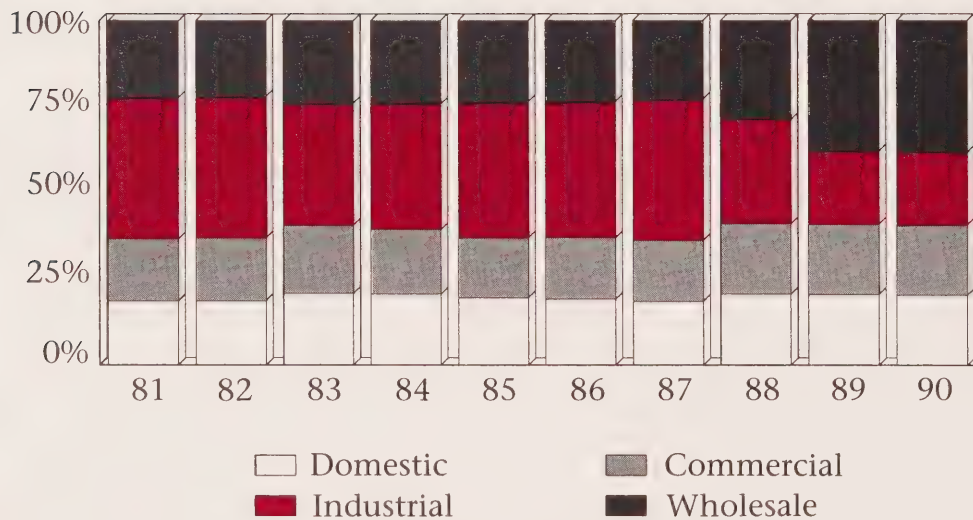
During Sea Lift, Purchasing oversees the ordering and transfer of materials through ports at Montreal, Churchill and Hay River. On an average year tonnage ranges from 550 - 600 tonnes through Montreal; 450 tonnes through Churchill; and 375 - 425 tonnes through Hay River, exclusive of fuel oil supply.

Purchasing monitors and controls the Corporation's large appetite for goods and services required to support daily operations in generating, supplying and delivering electricity throughout the Northwest Territories. During the fiscal year 1989/90 the department issued 98 tender calls and 5,700 requisitions which included fuel oil to a value of \$20,600,000. As well, it issued 6,400 purchase orders for a value of \$38 million.

Source of Revenue

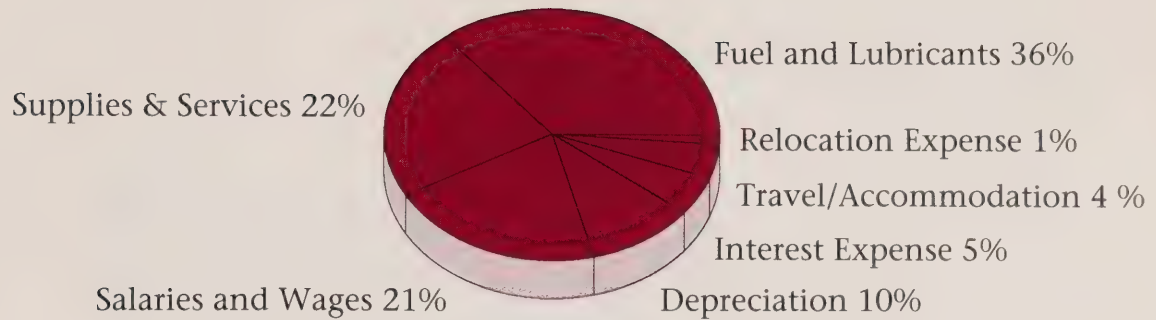


Proportion of Electricity Sales by Class

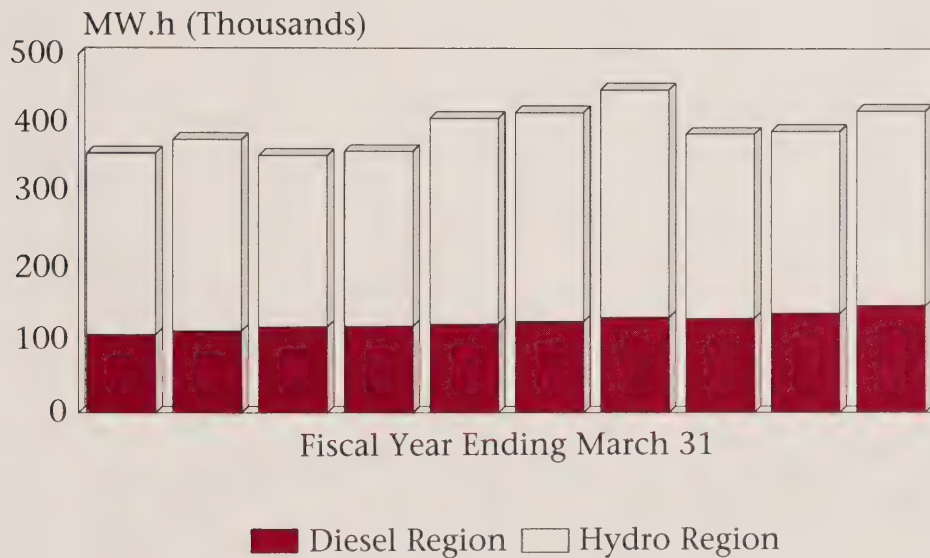


Fiscal Year Ending March 31

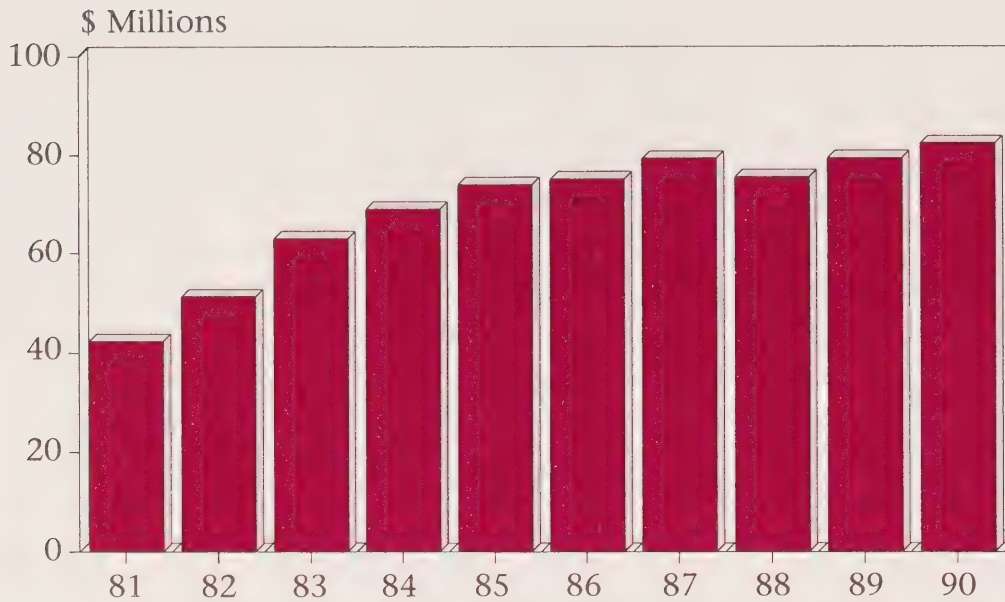
Use of Revenue



NWTPC Total Electric Energy Sales

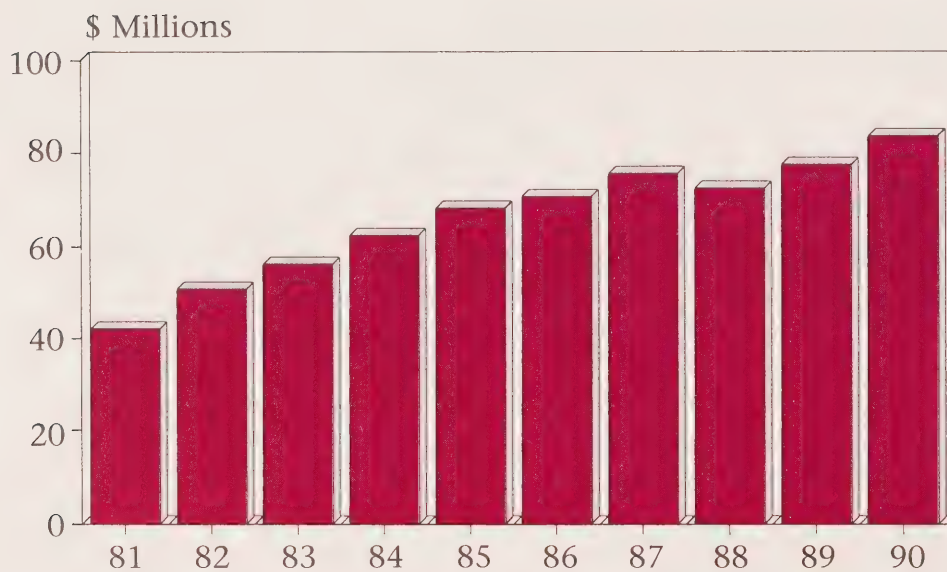


N.W.T. Revenue by Year



Fiscal Year Ending March 31

N.W.T. Expenses by Year



Fiscal Year Ending March 31

Financial Statements

TABLE OF CONTENTS

Management's Responsibility for Financial Reporting	20
Auditor's Report	21
Balance Sheet	22
Statement of Income	24
Statement of Retained Earnings	25
Statement of Changes in Financial Position	26
Notes to Financial Statements	27
Schedule of Write-offs (unaudited)	35

Management's Responsibility for Financial Reporting

The Honourable Nellie Cournoyea
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

The Corporation maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Corporation's aims, are protected from loss or unauthorized use and that the Corporation acts in accordance with the laws of the Northwest Territories and Canada. The Corporation's management recognizes its responsibility for conducting the Corporation's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and sound business principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to a Territorial Crown Corporation. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The accompanying financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective audit for the purpose of expressing his opinion on the financial statements. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this audit are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation.

The Board of Directors appoints certain of its members to serve on the Audit Committee. This Committee oversees management's responsibilities for financial reporting and reviews and approves the financial statements. The internal and external auditors have full and free access to the Audit Committee.

J. H. Robertson
President

Gordon R. Green
Senior Vice President

Auditor's Report

To the Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

I have examined the balance sheet of the Northwest Territories Power Corporation as at March 31, 1990 and the statements of income, retained earnings, and changes in financial position for the year then ended. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at March 31, 1990 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Corporation, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with the Financial Administration Act, the Northwest Territories Power Corporation Act and regulations and the by-laws of the Corporation.

Raymond Dubois, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
May 31, 1990

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Balance Sheet
as at March 31, 1990

Assets

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Current		
Cash and short-term deposits	\$ 5,525	\$ 29,386
Accounts receivable (Note 3)	13,544	13,400
Prepaid expenses	826	366
Inventories		
Fuel and lubricants	10,342	10,456
Materials and supplies	3,453	3,076
	<u>33,690</u>	<u>56,684</u>
Property and equipment		
In service (Note 4)	104,219	102,154
Projects under construction	21,087	9,810
	<u>125,306</u>	<u>111,964</u>
Other		
Housing loans receivable (Note 5)	723	40
Deferred charges (Note 6)	479	472
	<u>1,202</u>	<u>512</u>
	<u><u>\$160,198</u></u>	<u><u>\$169,160</u></u>

Approved by the Board:

J. H. Robertson
Chairman

Kenn Harper
Director

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Balance Sheet
as at March 31, 1990

	Liabilities	
	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Current		
Accounts payable (Note 7)	\$13,332	\$13,097
Current portion of long-term debt	5,350	5,350
Due to the Town of Inuvik - in trust (Note 8)	2,011	396
Dividend payable	—	2,600
Employee leave and termination benefits	671	1,293
	<u>21,364</u>	<u>22,736</u>
Long-term		
Long-term debt (Note 9)	62,800	68,150
Employee leave and termination benefits (Note 10)	869	940
	<u>63,669</u>	<u>69,090</u>
Deferred credits		
Contributions in aid of construction	3,152	3,505
Contributed assets	3,579	4,024
	<u>6,731</u>	<u>7,529</u>
	Shareholder's Equity	
Capital stock (Note 11)	43,129	43,129
Retained earnings	25,305	26,676
	<u>68,434</u>	<u>69,805</u>
	<u>\$160,198</u>	<u>\$169,160</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Statement of Income
for the year ended March 31, 1990

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Revenues		
Sale of power	\$74,080	\$71,085
Sale of heat	6,239	6,297
Other	1,872	1,787
	<u>82,191</u>	<u>79,169</u>
Expenses (Note 12)		
Fuel and lubricants	30,061	26,858
Supplies and services	18,560	17,012
Salaries and wages	17,441	15,876
Depreciation	8,711	9,221
Travel and accommodation	3,648	3,137
	<u>78,421</u>	<u>72,104</u>
Income from operations	3,770	7,065
Interest expense - net (Note 13)	4,147	5,013
Relocation expenses (Note 14)	<u>994</u>	<u>275</u>
Net (loss) income	<u><u>\$(1,371)</u></u>	<u><u>\$1,777</u></u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Statement of Retained Earnings
for the year ended March 31, 1990

	1990 (thousands of dollars)	1989
Retained earnings, at beginning of the year	\$26,676	\$16,117
Transferred from:		
Contingency reserve	—	10,000
Contributed surplus	—	1,382
	<u>26,676</u>	<u>27,499</u>
Net (loss) income	(1,371)	1,777
	<u>25,305</u>	<u>29,276</u>
Dividend	—	(2,600)
Retained earnings, at end of the year	<u><u>\$25,305</u></u>	<u><u>\$26,676</u></u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Statement of Changes in Financial Position
for the year ended March 31, 1990

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Cash and short-term deposits provided by (used for):		
Operating activities		
Net (loss) income	\$(1,371)	\$1,777
Items not requiring an outlay of funds		
Depreciation	8,711	9,221
Amortization of deferred charges	42	27
	<u>7,382</u>	<u>11,025</u>
Current assets, other than cash and short-term deposits	(867)	(1,675)
Accounts payable	235	5,215
Due to the Town of Inuvik - in trust	1,615	396
Employee leave and termination benefits	(693)	(396)
Funds provided by operating activities	<u>7,672</u>	<u>14,565</u>
Investing activities		
Acquisition of property and equipment	(22,900)	(19,337)
Proceeds on disposal of property and equipment	49	45
Housing loans receivable	(683)	(40)
Public Utility Board review	(43)	-
Funds used for investing activities	<u>(23,577)</u>	<u>(19,332)</u>
Financing activities		
Repayment of long-term debt	(5,350)	-
Dividend paid	(2,600)	-
Proceeds from long-term debt	-	20,500
Financing costs incurred	(6)	(499)
Funds provided by (used for) financing activities	<u>(7,956)</u>	<u>20,001</u>
Increase (decrease) in cash and short-term deposits	(23,861)	15,234
Cash and short-term deposits at beginning of the year	<u>29,386</u>	<u>14,152</u>
Cash and short-term deposits at end of the year	<u>\$5,525</u>	<u>\$29,386</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

1. *Authority and operations*

The Corporation operates under the authority of the Northwest Territories Power Corporation Act and the Financial Administration Act and is a Crown Corporation of the Government of the Northwest Territories.

The Corporation operates diesel and hydro-electric production facilities to provide utility services on a self sustaining basis in the Northwest Territories. The Corporation's revenue requirement is subject to approval by the Public Utilities Board and its rates are set by the Government of the Northwest Territories.

The Corporation is exempt from income tax.

2. *Accounting policies*

A summary of the significant accounting policies are as follows:

Inventories

Fuel and lubricants are valued at the lower of average cost and net realizable value. Materials and supplies are valued at the lower of cost and replacement cost.

Property and equipment

Property and equipment, excluding that donated to the Corporation by Canada and others, are carried at cost less accumulated depreciation. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the project.

Property and equipment donated to the Corporation by Canada and others are recorded at their estimated fair value less accumulated depreciation.

Gains and losses on disposals are reflected in the results of operations in the year of disposal.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

2. Accounting policies (Continued)

Depreciation

Property and equipment in service are depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives as follows:

Electric power plants:

Hydroelectric plants and equipment	27-65 years
Diesel engines and associated equipment	10-15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 years

Transmission and distribution systems	20-30 years
---	-------------

Other utilities:

Heating systems	20 years
Sewerage and water	20 years

Staff accommodation	10-25 years
---------------------------	-------------

Warehouses, motor vehicles and general facilities:

Warehouses	25 years
Buildings	30 years
Office and general equipment	15 years
Computer equipment	5 years
Motor vehicles	4 years

Deferred charges

Financing costs relating to the issue of long-term debt are amortized on a straight-line basis over the period to maturity of the related debt. Public Utility Board review costs represent the direct costs associated with the determination of the Corporation's revenue requirement.

Deferred credits

Deferred credits represent donations of assets and contributions to aid in the construction and acquisition of property and equipment and are amortized over the estimated useful lives of the respective property and equipment.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

2. Accounting policies (Continued)

Pension plan

Contributions are made by the Corporation and its employees to the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. These contributions represent the total liability of the Corporation and are recognized in the accounts on a current basis.

3. Accounts receivable

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Utilities, net of allowance for doubtful accounts of \$60,000 (1989 - \$94,000)	\$12,143	\$12,093
Recoverable services	1,151	958
Insurance claim	129	—
Accrued interest	58	280
Other	63	69
	<u>\$13,544</u>	<u>\$13,400</u>

Included in utility accounts receivable are \$3,435,000 (1989 - \$1,714,000) in unbilled amounts.

4. Property and equipment in service

	1990 (thousands of dollars)			1989
	Cost	Accumulated Depreciation	Net Book Value	Net Book Value
Electrical				
power plants	\$138,152	\$64,425	\$73,727	\$72,913
Transmission and				
distribution systems	28,299	11,690	16,609	17,103
Other utilities	3,029	1,664	1,365	1,617
Staff accommodation	7,778	2,296	5,482	6,147
Warehouses, motor				
vehicles and general				
facilities	12,153	5,117	7,036	4,374
	<u>\$189,411</u>	<u>\$85,192</u>	<u>\$104,219</u>	<u>\$102,154</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

5. Housing loans receivable

Employee housing loans are non-interest bearing and require no principal repayment for five years. The loans are secured by a second mortgage on the properties as title is transferred to the employees.

6. Deferred charges

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Financing costs	\$505	\$499
Public Utility Board review	43	—
	<hr/> 548	<hr/> 499
Less accumulated amortization	69	27
	<hr/> \$479	<hr/> \$472

7. Accounts payable

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Trade payables	\$7,475	\$8,583
Fuel tax	2,944	1,822
Accrued interest	1,562	1,720
Deposits	508	425
Contractors' holdbacks	482	470
Deferred revenue	222	—
Payroll	139	77
	<hr/> \$13,332	<hr/> \$13,097

8. Due to the Town of Inuvik - in trust

This amount represents funds held in trust for the Town of Inuvik for capital repairs to the utilidor system.

It is proposed that expenditures will be made from this trust, subject to an agreement between the Town of Inuvik, the Department of Municipal and Community Affairs of the Government of the Northwest Territories, and the Northwest Territories Power Corporation. Negotiations are still in process with regard to the terms and conditions of the agreement.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

9. Long-term debt

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Promissory note to the Government of the Northwest Territories, repayable in ten equal annual instalments, maturing June 23, 1998, bearing interest at 11% semi-annually	\$48,150	\$53,500
Sinking fund debentures, unconditionally guaranteed by the Government of the Northwest Territories, due March 9, 2009, bearing interest at 11% semi-annually	20,000	20,000
	68,150	73,500
Less current portion	5,350	5,350
	<u>\$62,800</u>	<u>\$68,150</u>

A sinking fund will be established for the debentures, on March 9, 1995, into which amounts will be deposited annually, which together with interest earned, will be sufficient to retire the debentures outstanding at maturity.

Principal repayments for the sinking fund debentures and the promissory note are as follows:

1991	\$5,350,000
1992	5,350,000
1993	5,350,000
1994	5,350,000
1995	5,950,000
1996-2009	40,800,000
	<u>\$68,150,000</u>

10. Employee leave and termination benefits

Under their conditions of employment, employees qualify for annual leave of varying lengths depending on length of service. Employees also earn retirement and severance remuneration based on the number of years of service. Annual leave is payable within one fiscal year. The payment of the other amounts is dependent on employees leaving the Corporation.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

11. Capital stock

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Authorized: Unlimited number of voting, common shares, without par value		
Issued and fully paid: 431,288 common shares	\$43,129	\$43,129

12. Expenses

An amount of \$9,026,000 (1989 - \$6,902,000) in engineering and general administration expenses has been incurred. Of this amount \$503,000 (1989 - \$911,000) has been capitalized.

13. Interest expense - net

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Interest on long-term debt		
Government of the Northwest Territories	\$5,432	\$5,322
Sinking fund debentures	2,200	134
Government of Canada	—	854
Other	24	33
	<u>7,656</u>	<u>6,343</u>
Less: Interest from short-term deposits	1,897	1,330
Interest charges to projects under construction	<u>1,612</u>	<u>—</u>
	3,509	1,330
	<u>\$4,147</u>	<u>\$5,013</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Notes to Financial Statements
March 31, 1990

14. Relocation expenses

During the year the Corporation relocated its head office to Hay River, N.W.T. These expenses include the costs of relocating staff and the head office to Hay River.

15. Commitments

The estimated cost to complete capital projects as at March 31, 1990, was \$19,191,000. (1989 - \$12,377,000).

16. Related party transactions

The Corporation is a Territorial Crown Corporation and consequently is related to the Government of the Northwest Territories, and its crown corporations, Arctic College, Workers' Compensation Board (Northwest Territories), and the Northwest Territories Housing Corporation.

The Corporation provides utility services to, and purchases fuel and other services from these related parties. These services and purchases are provided and made at the same rates and terms as those charged to similar unrelated customers.

Transactions with related parties and balances at year end, not disclosed elsewhere in the financial statements, are as follows:

	1990	1989
	<i>(thousands of dollars)</i>	
Sale of power, heat and water	\$16,682	\$15,463
Purchase of fuel	8,793	9,151
Fuel tax	1,638	1,445
Workers' compensation payments	190	152
Other	162	209
Balances at year end		
Accounts receivable	2,866	2,794
Accounts payable	2,393	2,588

17. Comparative figures

Certain comparative figures have been reclassified to conform with the financial statement presentation adopted for the current year.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1990
(unaudited)

Pursuant to Section 84 of the Financial Administration Act, the Corporation has written off the following assets, debts or obligations during the year that exceeded \$500.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1990
(unaudited)

Accounts Receivable

Plant	Name	Amount
Chesterfield Inlet	Briere & Sons	\$13,385
Rankin Inlet	J.P.H. Rentals	1,147
	Keewatin Building Systems	6,743
	Ranson, R.	942
	Tundra Steak House	936
		<u>9,768</u>
Cape Dorset	Briere & Sons	<u>8,612</u>
Fort Smith	Beaulieu, R.	720
	Dauk, J.	<u>500</u>
		<u>1,220</u>
Inuvik	Lister, D.	801
	Moore, J.	<u>1,232</u>
		<u>2,033</u>
Arviat	Dan's Sales & Service	1,232
	Hanavik Arts Ltd.	<u>4,369</u>
		<u>5,601</u>
Iqaluit	Qullik Business Centre	<u>3,927</u>
Norman Wells	DonMar Enterprise	<u>1,056</u>
Igloolik	Koyotok, M.	<u>948</u>
Pond Inlet	Hamilton, E.	<u>1,688</u>
Cambridge Bay	Amagonalmak, E.	<u>1,603</u>
Holman	Pogotak, P.	<u>1,471</u>
Gjoa Haven	Pocuca, M.	<u>834</u>
Baker Lake	Wingnik, W.	<u>624</u>
Total		<u>\$52,770</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1990
(unaudited)

Fixed Assets

Plant	Description	Original Cost	Accumulated Depreciation	Net Book Value
Yellowknife	175000 gallon fuel tank	\$28,167	\$10,698	\$17,469
Fort Simpson	2-14000 gallon fuel tanks	84,694	24,901	59,793
Inuvik	IBM 36 and software	14,193	5,677	8,516
Pine Point	Staff house	22,030	6,410	15,620
Cambridge Bay	138265 gallon fuel tank	24,522	13,313	11,209
Fort Good Hope	1984 3/4 ton truck	12,334	11,050	1,284
Whale Cove	Gravity fuel system line	32,378	10,849	21,529
	Modification to fuel filling line	122,536	24,507	98,029
Fort Liard	Diesel engine	31,019	18,611	12,408
Pine Point	Powerhouse building	257,763	124,187	133,576
Total		\$629,636	\$250,203	\$379,433

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1990
(unaudited)

Inventory

Plant	Amount
Yellowknife	\$8,235
Fort Simpson	2,554
Coppermine	1,484
Cambridge Bay	1,074
Fort Norman	544
Whale Cove	784
Hall Beach	629
Total	\$15,304

UTILITY SERVICE AREA

○ Thermal Plant (Gas Turbine)

● Thermal Plant (Diesel)

Hydro Plant

◻ Electricity, Central Heating,
Water and Sewerage

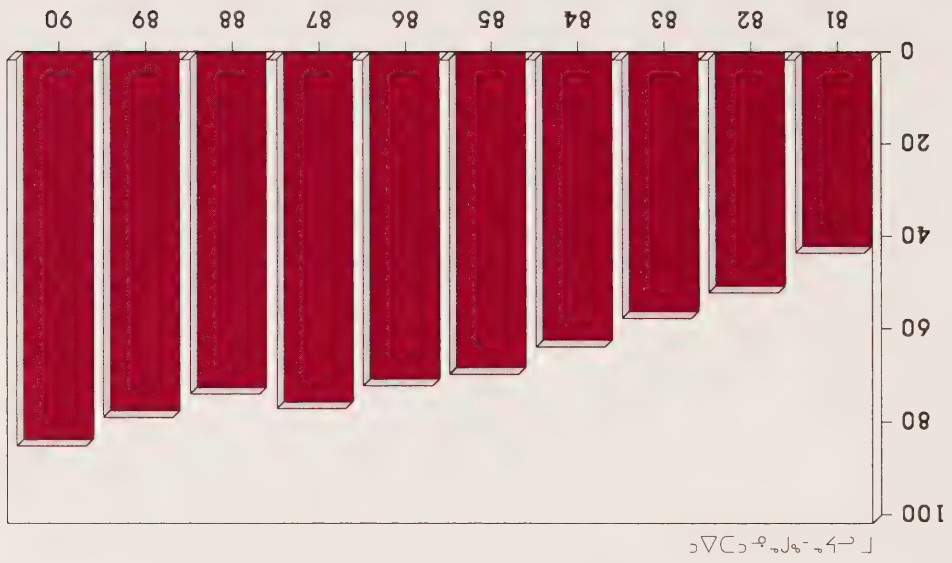
△ Electricity and Central Heating

— Transmission Lines

● Corporate Head Office - Northwest
Territories Power Corporation

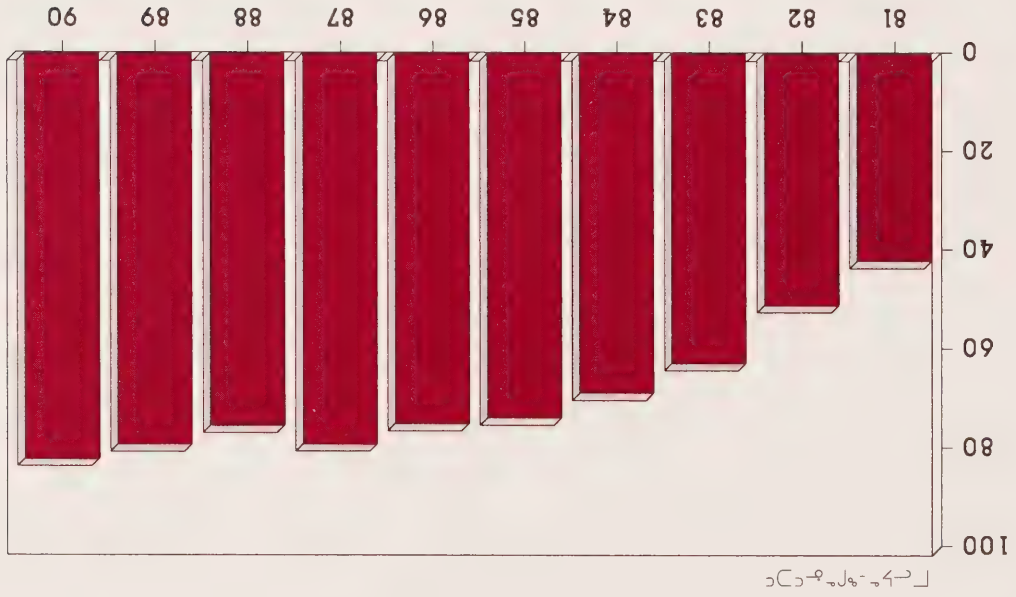


የኢትዮጵያ ሕዝባዊ አብዮታዊ አስተዳደር ስራ ሪፖርት

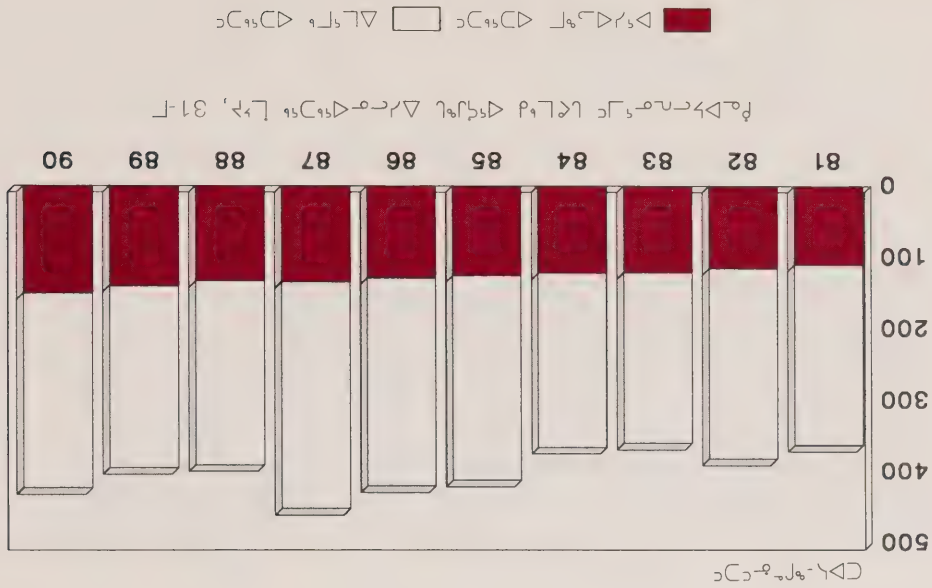


የኢትዮጵያ ሕዝባዊ አብዮታዊ አስተዳደር ስራ ሪፖርት

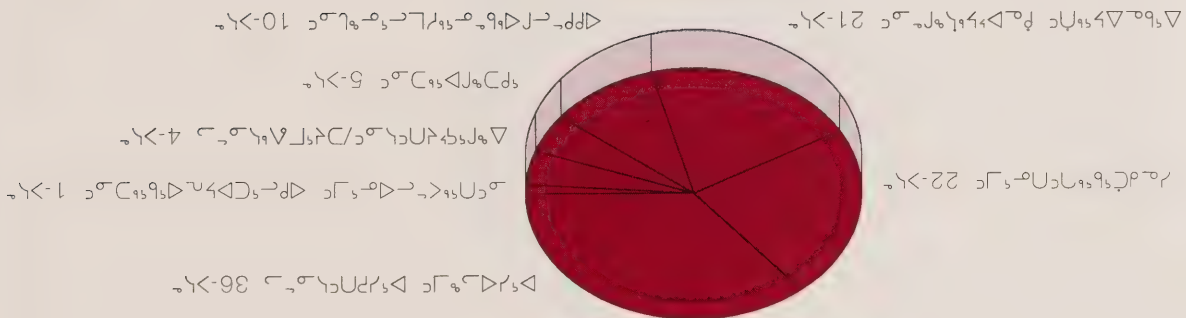
የኢትዮጵያ ሕዝባዊ አብዮታዊ አስተዳደር ስራ ሪፖርት



የኢትዮጵያ ሕዝባዊ አብዮታዊ አስተዳደር ስራ ሪፖርት



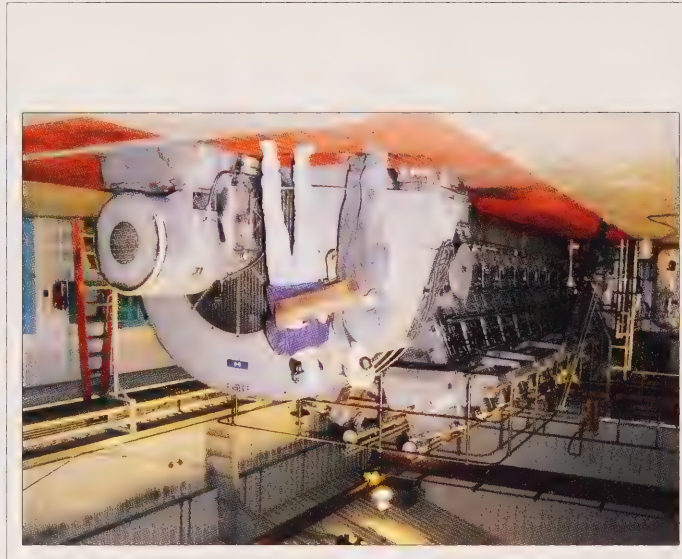
የፌዴራል ምርጫ ሚኒስቴር
የፌዴራል ምርጫ ሚኒስቴር
የፌዴራል ምርጫ ሚኒስቴር



የፌዴራል ምርጫ ሚኒስቴር

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה



המערכת החדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה

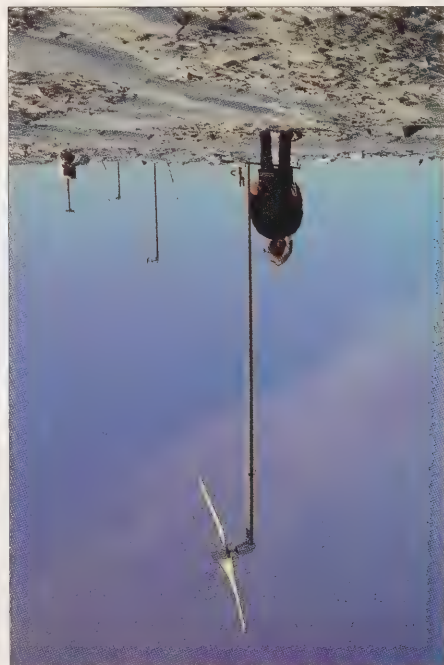
המערכת החדשה היא מערכת חדשה

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה
היא מערכת חדשה

המערכת החדשה
היא מערכת חדשה

[illegible]

$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial v^j} \right) = \frac{\partial L}{\partial x^j}$

$\Delta \phi_{\text{C}} U_{\text{C}} \Delta \sigma_{\text{C}} \Delta \tau_{\text{C}} \Delta \rho_{\text{C}}$ (Wind farm)

[illegible]

27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 86

[illegible][illegible][illegible][illegible][illegible]

[illegible][illegible]

8-5-95

1. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 2. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 3. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 4. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 5. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 6. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 7. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 8. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 9. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር
 10. የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር የግብርና ሚኒስቴር

כ"ק

[illegible]

פדנצ'ק, ארץ ישראל, תשס"ח
 דבר ארץ ישראל, תשס"ח
 תשס"ח

[illegible][illegible][illegible][illegible][illegible][illegible]

95 מו-ג-ס

' J₉V⁹∇ 5C₉∂ΔKΓ₉ ΔP₉ΓD

$\vdash \neg(\neg A \rightarrow B) \rightarrow A$

'הַיְהוָה יִשְׁמַר אֶת צִדְקֹתָיו וְיִשְׁמַר אֶת כָּל אֲשֶׁר יִשְׁמַר
 אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר
 אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר אֶת אֲשֶׁר יִשְׁמַר

∠PQR = 95°

[illegible]

$\therefore \angle 5 = 90^\circ$

'95D75dU
 '95D75dU '95D75dU '95D75dU
 '95D75dU '95D75dU '95D75dU

∴ $\frac{1}{2} \rightarrow \frac{2}{3}$

[illegible][illegible]
$$\therefore \sigma \subset \mathcal{P}(\mathcal{U})$$

△⁰△△⁷△⁹△

[illegible]

95 27 27 27 27

$\gamma_{C_9 \times D_{20} UV}$
 $\gamma_{\Gamma_7 \times D_{20} C_9 V D} \gamma_{\nabla^{\infty \infty}} \gamma_{\Delta^{\infty \infty}}$

דאָס פֿאָטאָ

'פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט' פֿאַר דאָס פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט

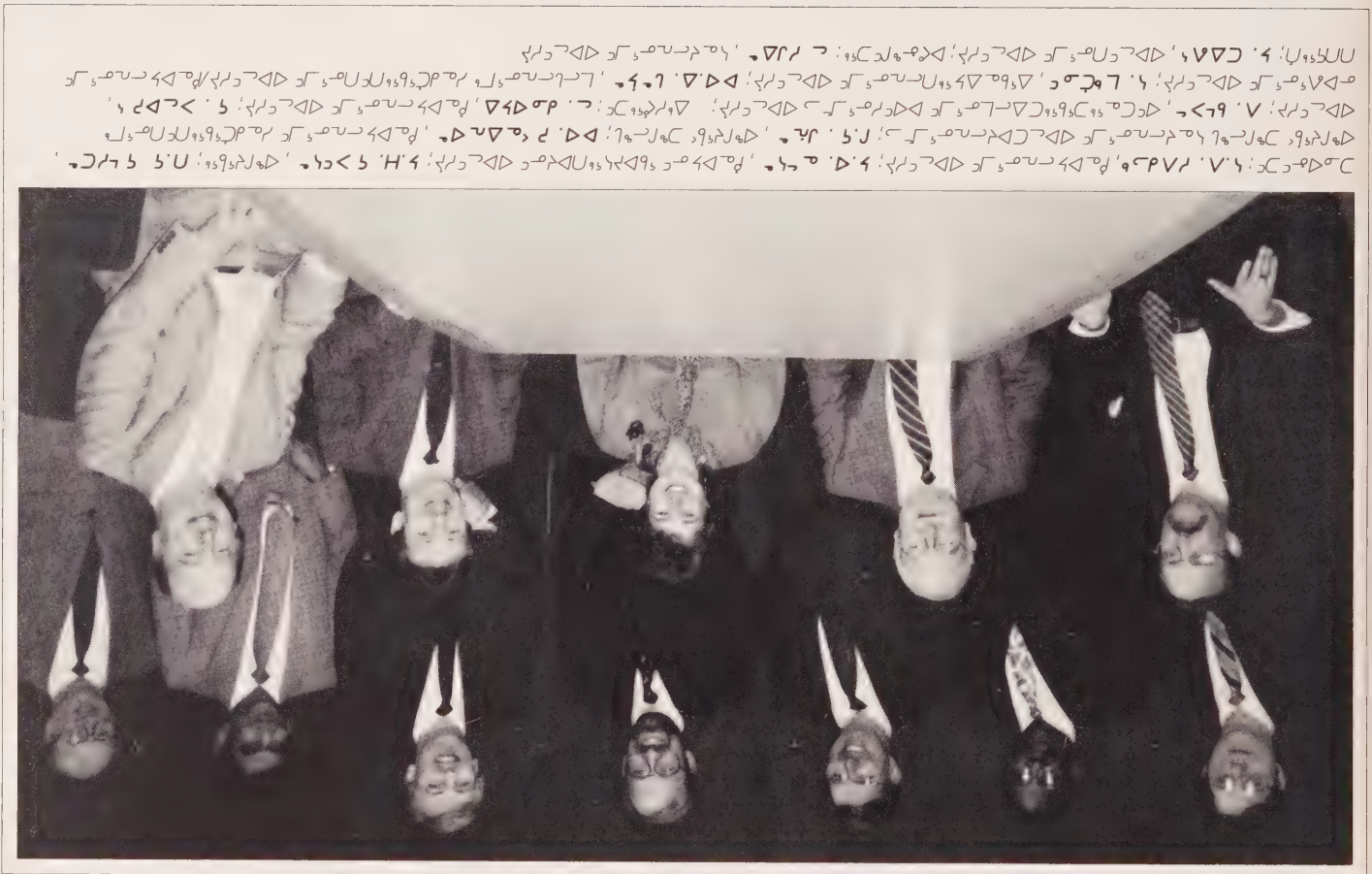
פֿאָטאָ

'פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט' (פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט)

דאָס פֿאָטאָ

דאָס פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט, דאָס פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט

דאָס פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט, דאָס פֿאָטאָגראַפֿישע אַרבעט



71 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 71 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 91 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 91 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 91 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 91 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

71 የሕግ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 81 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 91 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 101 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 6 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 7 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡
 9 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

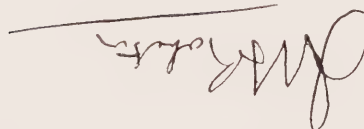
9 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

7 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

8 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

9 ሕጋዊ ምርመራ ለማድረግ ይገባል፡፡

0661 <Δ
የኢትዮጵያ የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ
ኤች. ዲ. ኤች. ሲ. ሲ.



የኢትዮጵያ የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ

የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት

የ-06/6861 የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት
የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት 'የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ
የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት' የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ
የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ

የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት

የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት

የ-06/6861 የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት

የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት

የ-06/68 የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት
የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ ሪፖርት የኢንፎርሜሽን ቴክኖሎጂ

CA1
NO
-A56

Planning Power for the Future; the continuing challenge



Produced by:
Stoneman Communications, Edmonton

Photos:
Photo Library, Northwest Territories Power Corporation

Design:
Inkit Ltd., Yellowknife



Recycled Paper



**Report of the Board of Directors for
1990/91**

To the Honourable Nellie Cournoyea
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

I am pleased to submit to you the report of the financial position of the Northwest Territories Power Corporation, together with a summary of programs and initiatives undertaken by the Corporation during the 1990/91 fiscal year.

We thank you and your staff for the cooperation and courtesy extended to us during the past fiscal year.

On behalf of the Board,

J.H. Robertson
Chairman
April, 1991

Table of Contents

Corporate Profile	3
A Message from the Chairman of the Board	4
President's Message	5
A Year in Review	
Corporate Affairs	6
Corporate Development	7
Engineering	8
Finance	8
Internal Audit	9
Legal Services/Corporate Secretary	9
Operations	10
Personnel	10
Purchasing	11
Safety and Security	14
Map of the Corporate Service Area	15
Board of Directors	16
Officers and Advisors	16
Financial Statements	
Management's Responsibility for Financial Reporting	18
Auditor's Report	19
Balance Sheet	20
Statement of Income	22
Statement of Retained Earnings	23
Statement of Changes in Financial Position	24
Notes to Financial Statements	25
Schedule of Write-offs (unaudited)	33



*The Honourable
Nellie J. Courmoyea,
Minister Responsible for
the Northwest Territories
Power Corporation*

Corporate Profile



Stretching across a service area of three million square kilometres, the Northwest Territories Power Corporation is responsible for providing the electricity needs of the people of the Northwest Territories.

The Corporation was created May 5, 1988 by the Government of the Northwest Territories through the Northwest Territories Power Corporation Act.

Under this Act, it is the responsibility of the Corporation to generate, supply and deliver electricity throughout the Northwest Territories. The Corporation is the principal producer of electricity, operates the main transmission networks, and supplies water, sewerage and central heating services in some of the northern communities.

The Corporation is committed to supplying energy on a safe, reliable, economic and efficient basis to its customers. By planning power for the future, one of its strongest commitments is to ensure an adequate energy supply to meet the growing needs of the North.

The Corporation operates 53 generating plants across the Territories. The basis of its operations are diesel electric plants and two hydro electric systems. Wholesale electric power is sold to two distributing utilities, which in turn, retail it to consumers in Hay River and Yellowknife. The Corporation directly serves three large mining customers, 3,200 commercial customers and 10,500 domestic customers.

The Corporation is directed by a Board of Directors; a Chairman and a maximum of eight members are appointed by the Minister responsible for the Corporation. The President, also a Board member, is a full-time employee of the Corporation appointed by the Minister upon the recommendation of the Board.

The corporate head office is in Hay River, Northwest Territories.

**The
Corporation
is committed
to supplying
energy on
a safe,
reliable,
economic
and efficient
basis to its
customers.**



A Message from the Chairman of the Board

At the heart of this industry and the core philosophy of the Corporation is the knowledge that the needs of the customer must be our principal concern.

With the release of this, our third annual report since devolution to the territorial government in May, 1988, it is with a great sense of pride in our accomplishments that we present the corporate initiatives undertaken during the most recent fiscal year.

This Corporation's unique structure strives to meet the increasingly complex and ever changing needs of its service area. With over three million square kilometres of vast, rugged and often harsh landscape in that service area, the employees of the Corporation must endeavour to maintain flexibility and ingenuity in dealing with the needs of our customer base.

With "*Planning Power For the Future; the continuing challenge*" as the theme of this year's report, we reaffirm the corporate commitment to planning and implementing programs which are cost effective, efficient and meet or exceed corporate expectations for sound environmental practices.

At the heart of this industry and the core philosophy of the Corporation is the knowledge that the needs of the customer must be our principal concern. To meet those needs we must provide education and training opportunities to our employees and to the young people of the North who may someday be part of the Corporation.

The establishment of community contacts through liaison with corporate representatives has allowed us an opportunity to more effectively plan major projects with the consultation and commitment of community

members in the North. This step will promote a corporate spirit of trust, cooperation, responsibility and initiative that is vital to the culture of a modern organization.

On behalf of the Board of Directors, I commend and thank all of our employees for their dedication and outstanding efforts in providing a vital service to the people and businesses of the Northwest Territories.

The successes of this Corporation must also be attributed to the support and vision of the Honourable Nellie Cournoyea, Minister Responsible for the Corporation, and her colleagues in Cabinet.

Much has been accomplished in the past three years. There is much to look forward to.

James H. Robertson
April, 1991



President's Message

It is with great pleasure that we present the third annual report of the Northwest Territories Power Corporation.

Having joined the Northwest Territories Power Corporation in the latter part of this fiscal year, it was exhilarating to enter a corporate culture as fast paced, forward thinking and motivated as that of this organization.

This year marks a new level of achievement for our Corporation. Our major capital works program has been thoroughly planned and implemented and is well on its way to meeting the objectives of upgrading or replacing many of the generating facilities throughout the service area over the next five years.

Our individual departments have initiated a number of programs to meet our corporate commitment to supply energy on a safe, reliable, economic and efficient basis to the people of the Northwest Territories now and into the future.

A great deal has been accomplished through the efforts and innovative spirit of our managerial, administrative and industrial work force. We will continue to provide the highest level of service possible and to plan for and implement programs appropriate to meet the needs of our valued customers.

The Corporation has placed an increased emphasis on training activities and we have conducted an aggressive program in this area during the past year. Communication skills are increasingly important as we work with our customers toward demand side management and environmentally responsible initiatives.

Our individual area activities in consumer education and public awareness will continue and it is our intention to formalize a corporate communication strategy in the next fiscal year which will provide the framework for enhancing communication initiatives on behalf of the Corporation.

May I take this opportunity to thank all our employees, the Board of Directors, the Honourable Nellie Cournoyea, Minister Responsible for the Corporation and her colleagues in Cabinet, for another successful year for the Northwest Territories Power Corporation.

R.D. Kidd
April, 1991



Corporate Affairs

Rates and Regulatory Affairs

Regulation of the Corporation is currently within the jurisdiction of both the GNWT and the Public Utilities Board (PUB). Recent amendments to both the Northwest Territories Power Corporation Act and the Public Utilities Act will give the PUB the authority to set the rates of the Corporation effective April, 1992. Rates and Regulatory Affairs was established to prepare the Corporation to adhere to those regulatory requirements.

During 1990/91 the Executive Council of the GNWT directed the PUB to conduct an Electrical Rate Structure Review and public hearings were held at Cambridge Bay, Fort Smith, Hay River, Inuvik, Iqaluit, Rankin Inlet and Yellowknife. Presentations and submissions by the Corporation were a major component in this review process.

The PUB presented a report of its findings to the Minister in October, 1990 and the final report will form the framework for strategy to be addressed by Rates and Regulatory Affairs.

The Corporation requested and received approval from the GNWT for an across-the-board rate increase of 4.5% effective October 1, 1990. It is anticipated this will improve the financial performance of the Corporation under the legislative entitlement of a "rate of return earned by a private sector utility".

The Corporation also received approval from the GNWT for the inclusion of a Fuel Adjustment Clause to its rate schedules. The Fuel Adjustment Clause was designed to allow the Corporation to recover any exceptional oil cost increases related to the war in the Persian Gulf. Fortunately, the increases were sufficiently minor that it was not necessary to invoke this clause.

The generation and supply of electricity in

Colville Lake is expected to begin in 1991/92 and work has begun on the rates and rate structure to be applied to customers in that area. This will be the Corporation's first attempt at designing rates that are cost-based and in line with the rate design guidelines of the PUB.

The GNWT Executive Council directed the PUB to hold a public hearing to review the Corporation's cost of service methodology. The Corporation has begun preparations on a Submission to the PUB and filing of the submission is planned for early in the 1991/92 fiscal year. The PUB has been directed to issue a report on their findings by September, 1991.

Market Analysis

The Corporate Affairs department forecasts electrical energy consumption and demands for the communities in the Corporation's service area. A Load Forecast is prepared and published three times per year, February, June and November and is used to project sales, generation and peak demand 10 to 20 years.

Forecasting in the Northwest Territories is particularly challenging as the relatively small size of most northern communities means development of even a few buildings in a small community can have a major impact on the electrical system.

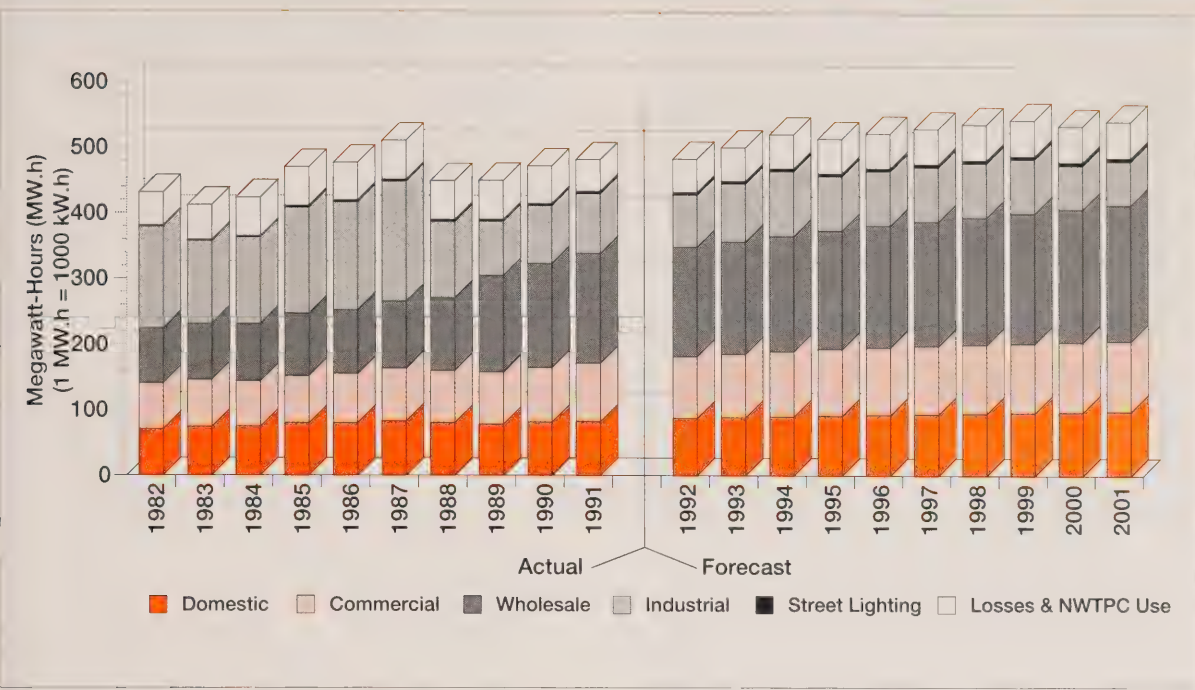
The challenge of forecasting is being met by developing and maintaining contacts in the communities and with government agencies and developers.

As the Corporation comes under traditional rate setting by the Northwest Territories Public Utilities Board (PUB) it will become necessary to know more about the Corporation's customers. The information needed for rate setting is considerably more detailed than was previously required and the challenge exists to collect detailed information for allocating service costs in a cost effective manner.

The market analyst is also involved in marketing electricity to new industrial customers. Each year corporate affairs prepares a presentation for the Northwest Territories Geoscience Forum. The forum is attended by most of the mining companies operating in the Territories and is one of the primary opportunities for the Corporation to meet prospective industrial clients.

As the Corporation comes under traditional rate setting by the Northwest Territories Public Utilities Board (PUB) it will become necessary to know more about the Corporation's customers.

Northwest Territories Total Actual and Forecast Electric Energy Requirements



Corporate Development

The Corporate Development section was a recent addition to the Corporation in November, 1990 and reports directly to the Chief Executive Officer. It focuses on three functions broadly defined as government liaison, business development and public relations communications.

Government Liaison

Corporate Development represents the corporate interests to all levels of government; coordinates all submissions to the Executive Council Committees and to Standing Committees; advises government and ordinary members of issues and activities; and facilitates the exchange of legislative and regulatory information. It also acts as a point of administrative contact between the Corporation and hamlets across the Northwest Territories.

During 1990/91 the section reviewed a number of legislated Acts of the Northwest Territories and participated in discussions related to franchise agreements between the Corporation and communities provided with electrical service.

Business Development

This function involves representing the

Corporation's interests to industry and business associations. In this fiscal year the Corporation allowed its formal membership with the Canadian Electrical Association to expire and redirected its attention to the Northwest Public Power Association. The Corporation also became an associate member of the Northwest Territories Chamber of Commerce.

Public Relations/Communication

The public relations role deals with individual and community based concerns and issues arising from the Legislative Assembly including information and action requests from members of the Assembly.

The communications role involves internal and external initiatives and will be further developed through the implementation of a corporate communication strategy.

Corporate Development represents the corporate interests to all levels of government.

The degree of success of a capital program relies heavily on the justification of the need to proceed with new works.



Engineering

Activities in the engineering department in the last year focused on delivering the capital works program adopted by the Corporation. These activities were conducted around five main areas: completion of the Yellowknife transmission line and substations; construction of five new powerhouses; completion of five new berm/tank projects; installation of new diesel engine generators at three locations; and continuation of the annual extension of distribution service among the 53 communities in the service area.

Much of the success in delivery of these projects was in the regular planning and coordination exercises required to maintain project schedules.

The rugged terrain of the Canadian Shield coupled with varied ground conditions and permafrost caused many construction difficulties during the installation of tower foundations and anchors on the transmission line to Yellowknife. New problems caused by changes in the permafrost around footing and anchor points appeared in the year following completion.

A geotechnical program was initiated, including the installation of thermistors to monitor permafrost temperature, and completed late in the winter of 1990. The results of this program will help the Corporation plan any required work to accommodate future permafrost changes in this area.

The corporate relocation from Edmonton to Hay River resulted in an almost complete

turnover of staff in the engineering department. As well, it was determined that the department would facilitate an aggressive capital works program throughout the Corporation's generating plants. These two factors led to a reorganization of the department and the implementation of new procedures and guidelines.

The degree of success of a capital program relies heavily on the justification of the need to proceed with new works. The engineering department identified and initiated a number of studies to provide the justification for capital expenditure.

The engineering department of the Corporation is guided by goals, procedures and directives aimed at delivering capital programs under the appropriate controls to ensure timely, economic and reliable projects. The key to that control is the commitment, ability and discipline to plan work in a rapidly changing environment.

Finance

In anticipation of operating as a regulated utility the department of Finance is developing procedures which will allow the Corporation to provide the Public Utilities Board (PUB) with the detailed information required for rate setting purposes. A revenue requirement submission was completed during the year and public hearings also took place before the PUB.

Directives issued by the PUB in February 1991 are currently being implemented. As well, development of a Cost of Service Study is underway and the department is actively adapting the accounting systems and policies to those required of a regulated utility.

During this fiscal year the department developed procedures and trained staff to effectively deal with the implications of the federal Goods and Services Tax.

Micro Computers

Finance also oversees the Corporation's extensive computer systems. During this fiscal year the department implemented a program to increase the use of micro computers throughout all the administrative offices. The use of micro computers in the Corporation has been successfully increased to a total of 78 from a previous figure of 20 during 1988/89.

These computers are used in all areas of the operation including word processing, computer assisted design, budgeting, cost control, data analysis and the production of financial statements and reports. Micro computer use in the Corporation has increased its efficiency and ability to process large

quantities of information.

During this year an extensive data base was also developed which will monitor major capital projects. This new system will allow for the tracking of budgets on multi-year projects and improve the Corporation's ability to monitor and control project costs.

Mainframe Computer

The mainframe computer system was expanded and upgraded with connections to the Fort Smith, Fort Simpson and Cambridge Bay offices through dedicated lines and satellite. These offices now join the Inuvik and Yellowknife operations already on the system. The expanded access to the mainframe will facilitate better customer service at these locations and will increase the offices' ability to efficiently monitor and control their own costs.

The computerized billing system was also adapted to ensure compliance with the procedures required under the Goods and Services Tax. Other major systems development included a fuel adjustment clause, the addition of interest on overdue accounts and development of a Disaster Recovery Plan to protect the Corporation from the loss of its computer information in the event of a system loss.

Internal Audit

Internal audit activities are conducted by the Corporation and during this fiscal year field operations were audited at the following locations: Aklavik, Fort Good Hope, Fort McPherson, Fort Simpson, Iqaluit, Norman Wells, Rankin Inlet and at the Meter Shop of the Yellowknife Operation.

The scope of items covered through field audits include: accounts receivable and sales; capital assets; cash and securities; collections; customer deposits; facilities; fuel management; inventory and storekeeping operations; imprest bank account; meter records; payroll/time reporting; petty cash and safeguards over funds; meter records; safety; and Workplace Hazardous Materials Information System (WHMIS).

As well, several areas of the corporate head office were audited including: housing loans, overtime, payroll adjustments, prepaid deposits, rate increases, and small tools expenditures. In addition to the above field and corporate office audits, several other unscheduled audits were carried out.

An internal audit must meet several objectives including:

Ensuring the Corporation's policies and

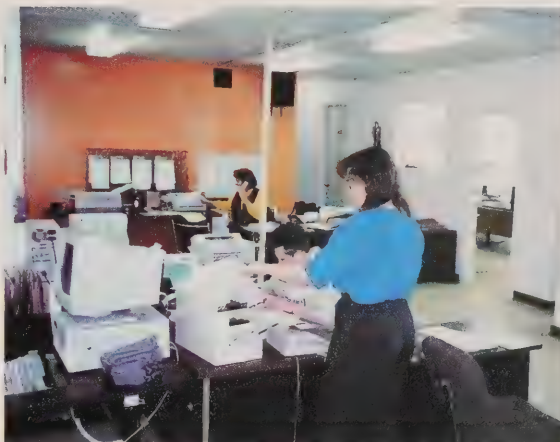
procedures are complied with and that the records and other supporting evidence are kept in accordance with generally accepted accounting practices;

Ensuring transactions have been within the statutory power of the Corporation;

Ensuring the Corporation is obtaining value for monies spent and cost effectiveness of function operation;

Ensuring the Corporation's assets are properly safeguarded and recorded.

The audit findings and recommendations are forwarded to Management who implement procedures to correct any weaknesses identified by this internal monitoring system.



Legal Services/Corporate Secretary

The legal issues handled by this department are diverse and have included research and advice in employment matters, contract administration, regulatory affairs, legislation and environmental issues relating to land use.

Issues addressed recently have facilitated the restructuring and reorganization of the corporate records and the design and implementation of new file management and administrative procedures. In addition to the management of routine legal matters, three key projects were entrusted to Legal Services.

The first project dealt with the legal and administrative issues associated with the devolution of the assets of the Northern Canada Power Commission to the Northwest Territories Power Corporation. Secondly, Legal Services was to research and define the complex regulatory environment in the Northwest Territories as it affects development in the area of electrical generation and transmission. The case under consideration was the proposed

Micro computer use in the Corporation has increased its efficiency and ability to process large quantities of information.

Activities continued in the Corporation's three year PCB Decontamination Program as it entered its second year in May, 1990.

Taltson-Snare Transmission Intertie Project.

For the third project, Legal Services was charged with developing, negotiating and implementing the first exclusive electric utility franchise agreements between the Corporation and each of the communities in the Territories to which the Corporation provides service.

Each of these projects were unique to the Northwest Territories and required a thorough knowledge of its legal and political framework together with a close working relationship with native organizations and officials of municipal, territorial and federal governments.

At the height of the department's legal activities the staff has consisted of as many as five people working in-house and up to ten outside consultants. Its staffing structure has been designed to allow for permanent, term or contract employment to meet the fluctuating demands of the Corporation's legal activities.

The department is also required to act as Corporate Secretary to facilitate appropriate record keeping of corporate decisions and coordinate meetings of the Corporation's management and Board of Directors.

As a result of the successful reorganization of the department, fluctuating workload has stabilized measurably over the past year with most legal matters handled from within the Corporation. In addition, much of the routine work initially handled by Legal Services is now conducted by administrative staff in other departments of the Corporation.



Operations

In April, 1990 this department commissioned a new power plant at Coral Harbour and received approval to proceed with the design of a new power plant at Colville Lake.

Activities continued in the Corporation's three year PCB Decontamination Program as it entered its second year in May, 1990. During

the following five months several power plants in the Mackenzie Valley, northern Arctic, Baffin Island and Keewatin Region were inspected and any PCB contaminated oil was replaced. All contaminated oil was transferred to a special storage compound at Pine Point for safekeeping and future disposal.

A new substation was constructed at Snare Falls as part of the new 115kV Transmission System between Snare and Yellowknife. The new transmission system was then brought into operation and the original 115kV system was transferred to standby service.

During this fiscal year the annual resupply of Bent Horn crude oil to the Resolute Bay power plant ended as the power plant has reverted to the use of more readily available diesel fuel oil. Improvements to several of the Corporation's fuel oil storage systems were carried out in order to reduce the possibility of fuel oil spills from the systems.

The main building for a new power plant at Whale Cove was erected and a number of systems were installed in the building and await completion during the next fiscal year. Site work also continued on the preparation of new power plants at Pond Inlet, Lake Harbour and Tuktoyaktuk.

In preparation for the winter season all hydro and diesel power generating units across the Corporation were made available in the fall of 1990. In Yellowknife the winter's power generation program experienced no power outages or major supply problems. The highest peak power demand for the winter period was 39.5 M W which was 1 M W less than for the same period last year - a direct benefit of the new 115kV transmission line.

A thorough review was completed of the capacities of diesel power generating units required in all the Corporation's power plants over the next five years. This review will facilitate long term planning and development with respect to the operations of the Corporation.

Personnel

This fiscal year the Personnel department was successful in staffing all remaining positions in the corporate head office. Approximately 40% of the Corporation's staff is now comprised of those qualifying under affirmative action. This figure includes aboriginal, female and other employees who have lived more than half their lives in the Northwest Territories.

The department negotiated another one

year collective agreement during 1990/91 which by fiscal year end was awaiting ratification by union members. The Corporation's management met with the Union of Northern Workers (UNW) on the subject of inclusions and exclusions from the bargaining unit. An arbitrator ruled in January of 1991 on positions which could not be agreed to. After the status of most positions was agreed to and an arbitrator had ruled on the remainder, 51 positions were excluded from the union and 228 were included in the bargaining unit.

The department was invited to address a range of topics at the Area Superintendent's Conference including: employee discipline; grievance handling; and the collective agreement. During the coming year the department is planning travel to the Area offices to conduct training seminars on these topics as well as hiring procedures.

The annual Long Service Award and Retirement Dinner coordinated by the department was a great success. The ceremony honoured employees who had retired during the year and those who had completed 15, 20, 25 and 30 years of service with the Corporation.



Purchasing

During the 1990/91 fiscal year Purchasing completed its first full year of northern operations and continued the corporate emphasis on both the use of northern goods and services and the use of environmentally friendly materials wherever possible.

The Corporation currently uses numerous products made from recycled materials including photocopy paper, envelopes, engine wiping materials, shipping materials, corporate forms, and cleaning materials. The Corporation is actively reviewing and testing various chemical products for possible replacement

with environmentally friendly products.

The department introduced plans to standardize materials used throughout the Corporation. Standards will be developed for a number of material categories which should increase purchasing efficiency and reduce overall costs. All forms used corporate wide have now been standardized and a contract was negotiated and issued for the re-design, development and supply of those forms.

Warehouses

The Corporation maintains warehouse facilities in Hay River, Inuvik, Iqaluit, Rankin Inlet and Yellowknife as well as a Marshalling Centre in Edmonton. Safety and Training is a priority at these facilities and all warehouse employees must be fully trained in WHMIS and the Transportation of Dangerous Goods Regulations.

The Hay River warehouse facility completed its first year of operations providing daily warehouse and marshalling services and operations will be expanded for the next re-supply period. In Rankin Inlet a warehouse employee was added to the operation to support the growing requirements of that area.

Sealift

The annual Eastern Arctic Sealift Conference was held in Iqaluit in December, 1990. This conference provides the opportunity for all shippers, marshalling agents and representatives from various government agencies to exchange ideas and methods for enhancing resupply operations.

For many of the participants it was their first trip North and offered an invaluable first hand experience to view the off-loading facilities for the resupply of a northern community. All sites were resupplied with a minimum of problems, with the exception of Cape Dorset which was delayed due to ice conditions. Future plans for resupply include the increased use of containers for freight.

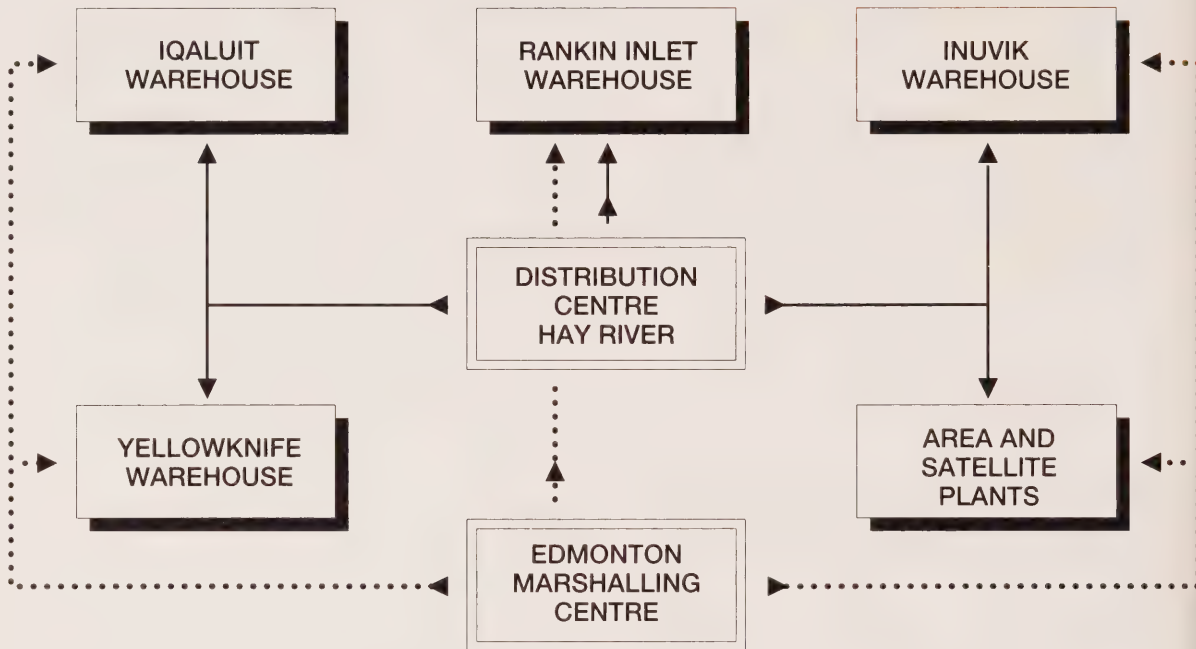
During Sealift, the purchasing department oversees the ordering and transfer of materials through ports at Montreal, Churchill and Hay River. Tonnage for this fiscal year was: Montreal - 540 tonnes; Churchill - 440 tonnes; and Hay River - 345 tonnes. Materials are also supplied on a regular basis by road to plants accessible on a road system.

Purchasing monitors the Corporation's requirements for materials and services to meet the increasing demands as plants are modernized and expanded. During 1990/91 Purchasing issued 77 tender calls and actioned 5800 requisitions. Total purchases were \$48 million which included \$31.2 million for fuel oil.

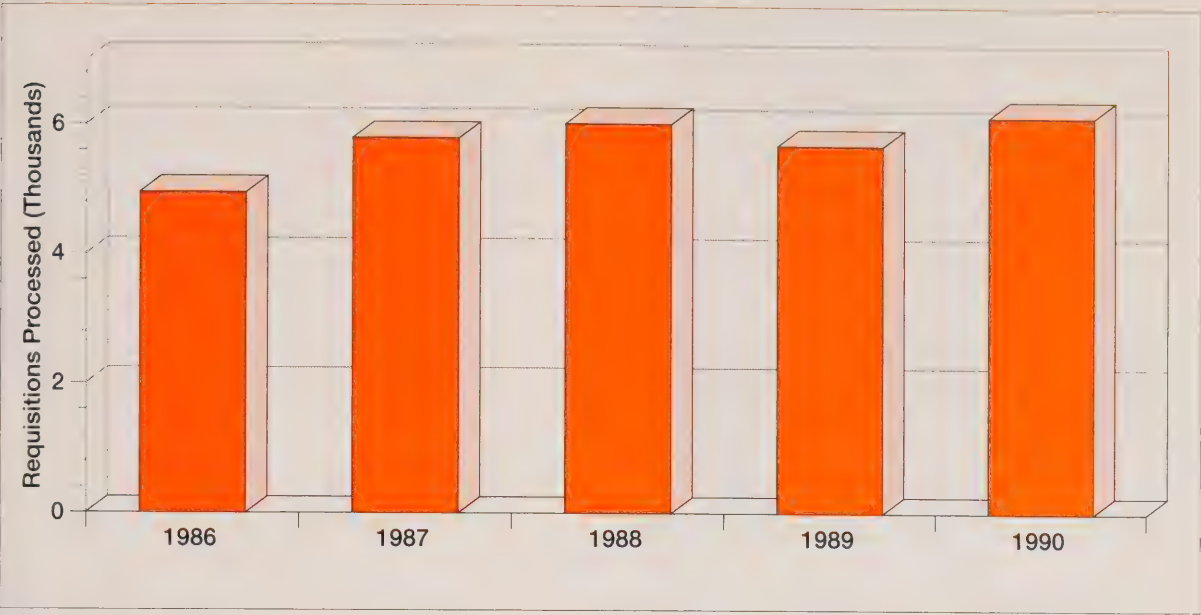
The Corporation is actively reviewing and testing various chemical products for possible replacement with environmentally friendly products.

Warehouse Facility Flow Chart

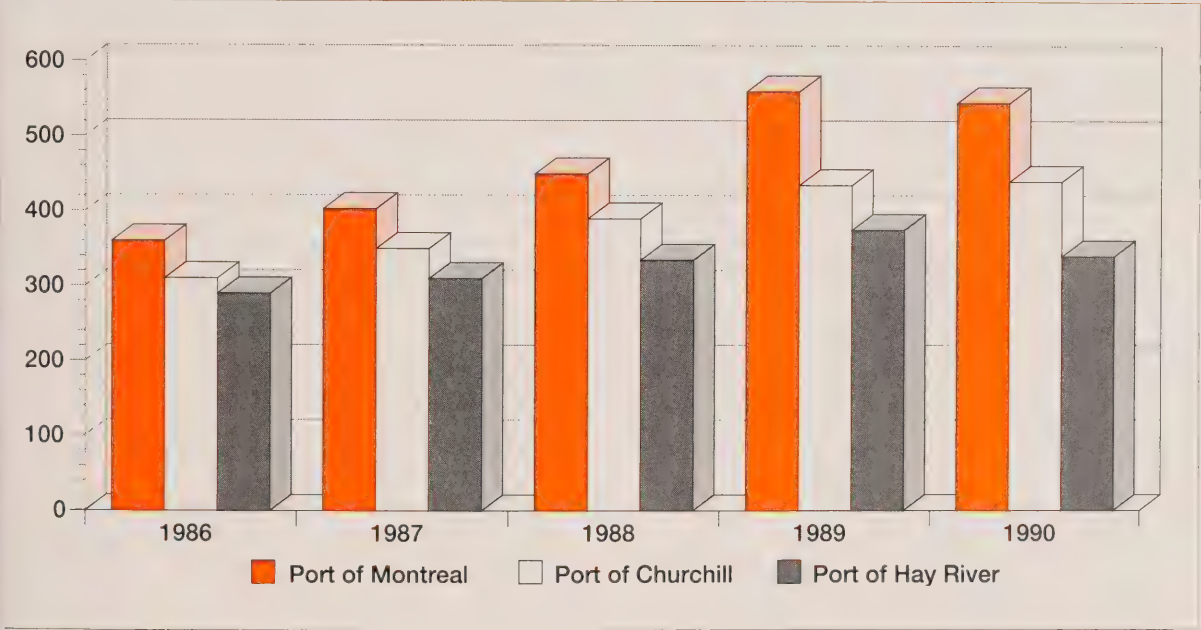
Legend — Distribution Centre to Plants
..... Marshalling Centre to Plants



Requisitions Processed



Tonnage for Resupply





Safety and Security

An emphasis on training directed the activities of this department throughout the fiscal year.

An emphasis on training directed the activities of this department throughout the fiscal year and a steering committee was formed to develop a new "Safety Orientation Program" for the Corporation.

A pilot for the program was conducted at Inuvik to test the course materials and proposed training manuals. Five persons were trained to instruct other Corporation employees in safety orientation and five employees from the Inuvik area were enlisted to receive the proposed training program. Evaluation of the program is underway.

The previous corporate Safety Manual also underwent critical evaluation in 1990 and is expected to be replaced by the Electrical Utilities Safety Association of Ontario (EUSA) Rule Book and distributed throughout the Corporation by July, 1991.

The EUSA Rule Book is used extensively in several Canadian provinces and is considered appropriate for use in the Northwest Territories. The book will include the EUSA Utility Protection Code and additional directives on steam plants, generating stations, helicopters, fixed wing travel, winter road travel, and snowmobile safety.

The Corporation completed arrangements with the Safety Division of the Government of the Northwest Territories (GNWT) to provide Workplace Hazardous Materials Information System (WHMIS) training to employees across the service area. Employees in the Inuvik and Yellowknife area have received the training and

sessions are planned for the Rankin and Iqaluit areas.

Fire inspectors from the Fire Marshall's office of the GNWT agreed to do "hands on" fire extinguisher training for all area plants. The Corporation has standardized its fire extinguishers to the ANSUL type and Levitt Safety volunteered their services to provide annual training courses at the Corporation's larger plants.

Standard First Aid and Cardio-Pulmonary Resuscitation (CPR) training courses were completed at the plants in Fort Smith, Inuvik, Iqaluit and Yellowknife (Jackfish).

The Director, Safety and Security and two representatives from Purchasing travelled the Keewatin Region to inspect plant facilities. The safety tour included all plants in the Keewatin as well as those at Igloolik and Hall Beach. A significant improvement has been experienced in general plant housekeeping, and in the storage and handling of transformers, waste, lube oils and line material.

The positive results experienced following the Keewatin safety tour have spearheaded an effort across the Corporation to continue to improve safety standards in the workplace.

UTILITY SERVICE AREA

- Thermal Plant (Gas Turbine)
- Thermal Plant (Diesel)
- Hydro Plant
- Electricity, Central Heating, Water and Sewerage
- Electricity and Central Heating
- Transmission Lines
- Corporate Head Office - Northwest Territories Power Corporation



Board of Directors

J.H. Robertson, Chairman
J. Britton, Vice-Chairman
G.R. Green, Member
J. Groenewegen, Member
R. Hardy, Member
K. Harper, Member
R.D. Kidd, Member
J.N. Olsen, Member
J. Parker, Member

Advisors

B. Adema, Financial Advisor
E.W. Humphrys, Technical Advisor

Officers

J.H. Robertson, Chairman & CEO
R.D. Kidd, President & COO
G.R. Green, Sr. Vice-President
D. Ramsden, Vice-President, Engineering
& Operations
W.E. Gagnon, Director Legal Services &
Corporate Secretary
S. Spicoluk, Director Corporate Affairs
R. Blowers, Director Purchasing
L. Courneya, Director Finance
S. McDonald, Director Personnel
J.A. Nelson, Director Internal Audit
L. Seguin, Director Engineering
J. Davies, Director Operations
B. Campbell, Director Safety & Security
K. Lewis, Director Corporate Development

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

**Annual Report
for the year ended March 31, 1991**





Management's Responsibility for Financial Reporting

The Honourable Nellie Cournoyea
Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

The Corporation maintains internal financial and management systems and practices which are designed to provide reasonable assurance that reliable financial and non-financial information is available on a timely basis, that assets are acquired economically, are used to further the Corporation's aims, are protected from loss or unauthorized use and that the Corporation acts in accordance with the laws of the Northwest Territories and Canada. The Corporation's management recognizes its responsibility for conducting the Corporation's affairs in accordance with the requirements of applicable laws and sound business principles, and for maintaining standards of conduct that are appropriate to a Territorial Crown corporation. An internal auditor reviews the operation of financial and management systems to promote compliance and to identify changing requirements or needed improvements.

The accompanying financial statements were prepared by management in conformity with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances.

The Auditor General of Canada annually provides an independent, objective audit for the purpose of expressing his opinion on the financial statements. He also considers whether the transactions that come to his notice in the course of this audit are, in all significant respects, in accordance with the specified legislation.

The Board of Directors appoints certain of its members to serve on the Audit Committee. This Committee oversees management's responsibilities for financial reporting and reviews and approves the financial statements. The internal and external auditors have full and free access to the Audit Committee.

R.D. Kidd
President

Gordon R. Green
Senior Vice President



Auditor's Report

To the Minister Responsible for the
Northwest Territories Power Corporation

I have audited the balance sheet of the Northwest Territories Power Corporation as at March 31, 1991 and the statements of income, retained earnings, and changes in financial position for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Corporation's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Corporation as at March 31, 1991 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles. As required by the Financial Administration Act, I report that, in my opinion, these principles have been applied, after giving retroactive effect to the change in accounting for gain or loss on disposal of property and equipment as explained in Note 3 to the financial statements, and except for the change in the method of calculating interest on funds used during construction as explained in Note 4, on a basis consistent with that of the preceding year.

Further, in my opinion, proper books of account have been kept and the financial statements are in agreement therewith and the transactions of the Corporation that have come to my notice during my examination of the financial statements have, in all significant respects, been in accordance with the Financial Administration Act, the Northwest Territories Power Corporation Act and regulations and the by-laws of the Corporation.

Raymond Dubois FCA
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada
Ottawa, Canada
May 24, 1991

Financial Statements

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Balance Sheet as at March 31, 1991

ASSETS

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(restated)
Current		
Cash and short-term deposits	\$ -	\$ 5,525
Accounts receivable (Note 5)	14,141	13,544
Prepaid expenses	1,111	826
Inventories		
Fuel and lubricants	10,015	10,342
Materials and supplies	3,910	3,453
	<u>29,177</u>	<u>33,690</u>
Property and equipment		
In service (Note 6)	128,395	104,731
Construction work in progress	6,060	21,087
	<u>134,455</u>	<u>125,818</u>
Other		
Housing loans receivable (Note 7)	1,029	723
Deferred charges (Note 8)	558	479
	<u>1,587</u>	<u>1,202</u>
	<u>\$165,219</u>	<u>\$160,710</u>

Approved by the Board:

J.H. Robertson
Chairman

J. Britton
Director

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Balance Sheet as at March 31, 1991

LIABILITIES

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(restated)
Current		
Bank indebtedness	\$ 2,122	\$ -
Accounts payable (Note 9)	10,831	14,003
Bank loan payable	11,000	-
Current portion of long-term debt	5,350	5,350
Due to the Town of Inuvik - in trust (Note 10)	3,173	2,011
	<u>32,476</u>	<u>21,364</u>
Long-term		
Long-term debt (Note 11)	57,450	62,800
Employee termination benefits (Note 12)	839	869
	<u>58,289</u>	<u>63,669</u>
Deferred credits		
Contributions in aid of construction	2,964	3,152
Contributed assets	3,133	3,579
	<u>6,097</u>	<u>6,731</u>

SHAREHOLDER'S EQUITY

Capital stock -		
Authorized: Unlimited number of voting, common shares without par value		
Issued and fully paid:		
431,288 common shares	43,129	43,129
Retained earnings (Note 3)	25,228	25,817
	<u>68,357</u>	<u>68,946</u>
	<u>\$165,219</u>	<u>\$160,710</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Statement of Income for the year ended March 31, 1991

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(restated)
Revenues		
Sale of power	\$ 81,674	\$ 74,080
Sale of heat	6,108	6,239
Other	2,304	1,872
	<u>90,086</u>	<u>82,191</u>
Expenses (Note 13)		
Fuel and lubricants	32,161	30,061
Salaries and wages	20,535	18,491
Supplies and services	16,660	18,518
Amortization	9,256	8,779
Travel and accommodation	3,148	2,598
	<u>81,760</u>	<u>78,447</u>
Income from operations	<u>8,326</u>	<u>3,744</u>
Allowance for funds used during construction (Note 4)	1,816	-
Interest during construction	-	1,612
Interest income	395	1,897
	<u>2,211</u>	<u>3,509</u>
Income before the undernoted	<u>10,537</u>	<u>7,253</u>
Interest expense (Note 14)	8,342	7,656
Relocation expenses	-	994
	<u>8,342</u>	<u>8,650</u>
Net income (loss)	<u>\$ 2,195</u>	<u>\$ (1,397)</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Statement of Retained Earnings for the year ended March 31, 1991

	1991 (thousands of dollars)	1990
Retained earnings, at beginning of the year		
As previously stated	\$ 25,305	\$ 26,676
Adjustment for change in accounting for disposal of property and equipment (Note 3)	512	538
As restated	25,817	27,214
Net income (loss)	<u>2,195</u>	<u>(1,397)</u>
	28,012	25,817
Dividend	<u>2,784</u>	<u>-</u>
Retained earnings, at end of the year	<u>\$ 25,228</u>	<u>\$ 25,817</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION
Statement of Changes in Financial Position
for the year ended March 31, 1991

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(restated)
Cash and short-term deposits provided by (used for):		
Operating activities		
Net income (loss)	\$ 2,195	\$ (1,397)
Items not requiring an outlay of funds		
Amortization	9,256	8,779
	11,451	7,382
Non-cash current assets	(1,012)	(867)
Accounts payable	(3,172)	(387)
Due to the Town of Inuvik - in trust	1,162	1,615
Employee termination benefits	(30)	(71)
Funds provided by operating activities	8,399	7,672
Investing activities		
Acquisition of property and equipment	(18,611)	(22,900)
Proceeds on disposal of property and equipment	29	49
Housing loans receivable	(306)	(683)
Deferred charges	(188)	(43)
Funds used for investing activities	(19,076)	(23,577)
Financing activities		
Repayment of long-term debt	(5,350)	(5,350)
Dividend paid	(2,620)	(2,600)
Proceeds from bank loan	11,000	-
Financing costs incurred	-	(6)
Funds provided by (used for) financing activities	3,030	(7,956)
(Decrease) in cash and short-term deposits	(7,647)	(23,861)
Cash and short-term deposits at beginning of the year	5,525	29,386
(Bank indebtedness) cash and short-term deposits at end of the year	\$ (2,122)	\$ 5,525

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

1. Authority and operations

The Corporation operates under the authority of the Northwest Territories Power Corporation Act and the Financial Administration Act and is a Crown corporation of the Government of the Northwest Territories.

The Corporation operates diesel and hydro-electric production facilities to provide utility services on a self sustaining basis in the Northwest Territories. The Corporation's revenue requirement is subject to approval by the Public Utilities Board and its rates are set by the Government of the Northwest Territories.

The Corporation is exempt from income tax.

2. Accounting policies

A summary of the significant accounting policies follows:

Inventories

Fuel and lubricants are valued at the lower of average cost and net realizable value. Materials and supplies are valued at the lower of cost and replacement cost.

Property and equipment

Property and equipment, excluding that donated to the Corporation by Canada and others, are carried at cost less accumulated amortization. Costs of additions, betterments and major renewals are capitalized. In addition to direct costs of goods and services, capital project costs include an allowance for funds used during construction at a rate approved by the Public Utilities Board and a share of engineering and general administration expense which is directly attributable to the project.

Property and equipment donated to the Corporation by Canada and others are recorded at their estimated fair value less accumulated amortization.

Amortization

On the retirement or sale of depreciable assets, the cost of the assets retired less disposal proceeds is charged or credited to accumulated amortization with no gain or loss being reflected in operations. Gains and losses resulting from exceptional circumstances are written off to operations in the year that they are recognized.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

2. Accounting policies (continued)

Property and equipment in service are amortized on a straight-line basis over their estimated useful lives as follows:

Electric power plants:	
Hydroelectric plants and equipment	27 - 65 years
Diesel engines and associated equipment	10 - 15 years
Fuel storage equipment	20 years
Buildings	20 years
Transmission and distribution systems	20 - 30 years
Warehouses, motor vehicles and general facilities:	
Warehouses	25 years
Buildings	30 years
Office and general equipment	15 years
Computer equipment	5 years
Motor vehicles	4 years
Staff accommodation	10 - 25 years
Other utilities:	
Heating systems	20 years
Sewerage and water	20 years

Deferred charges

Financing costs relating to the issue of long-term debt are amortized on a straight-line basis over the period to maturity of the related debt. Regulatory costs represent the direct costs associated with appearances before the Public Utilities Board. The costs of revenue requirement hearings are amortized over the period between hearings on a straight-line basis. The costs of rate structure hearings are amortized over ten years on a straight-line basis. Other costs are amortized over three years on a straight-line basis.

Deferred credits

Deferred credits represent donations of assets and contributions to aid in the construction and acquisition of property and equipment and are amortized over the estimated useful lives of the respective property and equipment.

Pension plan

Contributions are made by the Corporation and its employees to the Public Service Superannuation Plan administered by the Government of Canada. These contributions represent the total liability of the Corporation and are recognized in the accounts on a current basis.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

3. Change in accounting policy

The gain or loss on the disposal of property and equipment was previously reflected in the results of operations in the year of disposal. On the retirement or sale of depreciable assets, the cost of the assets retired less disposal proceeds is now charged or credited to accumulated amortization with no gain or loss being reflected in operations.

As a result of this change in accounting policy, retained earnings has been adjusted by the net amount by which amortization has been decreased; \$26,000 of the adjustment is applicable to 1990 and has been charged to income for that year. The remainder is applicable to years prior to April 1, 1989 and the balance of retained earnings has been adjusted accordingly. The effect of this change has been to increase the net book value of capital assets by \$512,000 (1990 - \$538,000) and decrease net income by \$87,000 (1990 - \$26,000).

4. Allowance for funds used during construction

The Public Utilities Board, in its Decision 1-91, directed the Corporation to adopt the principle of allowance for funds used during construction in calculating carrying charges relating to construction activities. This principle replaces the principle of capitalizing interest at prevailing rates on loan funds used to finance construction during the construction period.

This directive has been applied prospectively. The effect of this change has been to increase the value of property and equipment by \$689,000. The impact on income has been to increase income in the current year by \$689,000.

5. Accounts receivable

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
	(thousands of dollars)	
Utilities, net of allowance for doubtful accounts of \$132,000 (1990 - \$60,000)	\$ 13,143	\$ 12,143
Recoverable services, net of allowance for doubtful accounts of \$48,000 (1990 - nil)	977	1,151
Insurance claim	-	129
Accrued interest	-	58
Other	21	63
	<u>\$ 14,141</u>	<u>\$ 13,544</u>

Included in utility accounts receivable are \$3,473,000 (1990 - \$3,435,000) in unbilled amounts.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

6. Property and equipment in service

	1991 (thousands of dollars)			1990
	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value	Net Book Value
Electrical power plants	\$149,042	\$69,976	\$79,066	\$74,089
Transmission and distribution systems	49,979	13,453	36,526	16,691
Warehouses, motor vehicles and general facilities	12,792	5,955	6,837	7,071
Staff accommodation	7,754	2,908	4,846	5,509
Other utilities	3,029	1,909	1,120	1,371
	<u>\$222,596</u>	<u>\$ 94,201</u>	<u>\$128,395</u>	<u>\$104,731</u>

7. Housing loans receivable

Employee housing loans are non-interest bearing and require no principal repayment for five years. The loans are secured by a second mortgage on the properties as title is transferred to the employees.

8. Deferred charges

	1991 (thousands of dollars)	1990
Financing costs	\$ 505	\$ 505
Regulatory costs	216	43
Other	15	-
	<u>736</u>	<u>548</u>
Less accumulated amortization	<u>178</u>	<u>69</u>
	<u>\$ 558</u>	<u>\$ 479</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

9. Accounts payable

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(thousands of dollars)
Trade payables	\$ 6,269	\$ 7,475
Accrued interest	1,401	1,562
Fuel tax	999	2,944
Employee leave and termination benefits	811	671
Contractors' holdbacks	573	482
Deposits	441	508
Dividend payable	164	-
G.S.T.	96	-
Payroll	77	139
Deferred revenue	-	222
	<u>\$ 10,831</u>	<u>\$ 14,003</u>

10. Due to the Town of Inuvik - in trust

This amount represents funds held in trust for the Town of Inuvik for capital repairs to the utilidor system.

Expenditures are made from this trust, subject to the agreement of the Inuvik Utilidor Planning Committee made up of representatives of the Town of Inuvik, the Department of Municipal and Community Affairs of the Government of the Northwest Territories, and the Northwest Territories Power Corporation.

11. Long-term debt

	1991	1990
	(thousands of dollars)	(thousands of dollars)
Promissory note to the Government of the Northwest Territories, repayable in ten equal annual instalments of \$5,350,000, maturing June 23, 1998 bearing interest at 11% semi-annually	\$ 42,800	\$ 48,150
Sinking fund debentures, unconditionally guaranteed by the Government of the Northwest Territories, due March 9, 2009, bearing interest at 11% semi-annually	20,000	20,000
	62,800	68,150
Less current portion	5,350	5,350
	<u>\$ 57,450</u>	<u>\$ 62,800</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

11. Long-term debt (continued)

A sinking fund will be established for the debentures, on March 9, 1995, into which amounts will be deposited annually, which together with interest earned, will be sufficient to retire the debentures outstanding at maturity.

Principal repayments for the sinking fund debentures and the promissory note are as follows:

1992	\$ 5,350,000
1993	5,350,000
1994	5,350,000
1995	6,050,000
1996	6,050,000
1997-2009	34,650,000
	<u>\$62,800,000</u>

12. Employee leave and termination benefits

Under their conditions of employment, employees qualify for annual leave of varying lengths depending on length of service. Employees also earn retirement and severance remuneration based on the number of years of service. Annual leave is payable within one fiscal year. The payment of the other amounts is dependent on employees leaving the Corporation.

13. Expenses

An amount of \$10,458,000 (1990 - \$9,026,000) in engineering and general administration expenses has been incurred. Of this amount \$1,223,000 (1990 - \$503,000) has been capitalized.

14. Interest expense

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
	(thousands of dollars)	
Interest on long-term debt		
Government of the Northwest Territories	\$ 4,844	\$ 5,432
Sinking fund debentures	2,200	2,200
Other interest	1,298	24
	<u>\$ 8,342</u>	<u>\$ 7,656</u>

15. Commitments

The estimated cost to complete capital projects as at March 31, 1991, was \$24,387,000 (1990 - \$19,191,000).

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Notes to Financial Statements March 31, 1991

16. Related party transactions

The Corporation is a Territorial Crown corporation and consequently is related to the Government of the Northwest Territories, and its Crown corporations, Arctic College, Workers' Compensation Board (Northwest Territories) and the Northwest Territories Housing Corporation.

The Corporation provides utility services to, and purchases fuel and other services from these related parties. These services and purchases are provided and made at the same rates and terms as those charged to similar unrelated customers.

Transactions with related parties and balances at year end, not disclosed elsewhere in the financial statements, are as follows:

	<u>1991</u>	<u>1990</u>
	(thousands of dollars)	
Sale of power, heat and water	\$ 20,190	\$ 18,696
Purchase of fuel	10,360	8,793
Fuel tax	1,831	1,638
Workers' compensation payments	162	190
Other	343	162
Balances at year end		
Accounts receivable	1,667	1,720
Accounts payable	1,946	2,393

17. Comparative figures

Certain comparative figures have been reclassified to conform with the financial statement presentation adopted for the current year or restated for the change in accounting policy.

18. Subsequent event

The Corporation is negotiating the issuance of a \$15,000,000, 20 year, 11 1/8% sinking fund debenture. The completion of the issue is expected to be finalized June 6, 1991.

The proceeds of this long-term debt will be used to repay outstanding bank loans and to finance capital projects.

Schedules

(unaudited)

Pursuant to Section 84 of the Financial Administration Act, the Corporation has written off the following assets, debts or obligations during the year that exceeded \$500.

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

**Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1991
(unaudited)**

Cash

Plant	Month/Year	Amount
Fort McPherson	Feb/90	\$ 648.03
		<u>\$648.03</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION**Schedule of Write-offs
for the year ended March 31, 1991
(unaudited)**

Accounts Receivable

<u>Plant</u>	<u>Name</u>	<u>Amount</u>
Ft. Simpson	Haslam, Gordon	\$ 1,830.97
Inuvik	Azure, Joyce	548.65
	Foisy, John	806.63
	Morrisette, Gerald	733.81
	Percy's Trucking	1,166.78
	Pluim Contractors	2,436.48
	P.M. Supply	1,229.77
Iqaluit	Holben, J.D.	667.24
Norman Wells	NWT Holdings	1,141.37
Hay River	Mihaila, Ion	5,188.76
		<u>\$15,750.46</u>

NORTHWEST TERRITORIES POWER CORPORATION

Schedule of Write-Offs for the year ended March 31, 1991 (unaudited)

Property and Equipment

Plant	Description	Original Cost	Accumulated Depreciation	Net Book Value
Iqaluit	Powerhouse fire Protection system	\$ 70,762.61	\$ 27,050.03	\$ 43,712.58
	Heating furnace for warehouse	2,733.84	1,484.18	1,249.66
Pine Point	4 Br. Detached Unit #340	6,600.00	0.00	6,600.00
	4 Br. Detached Unit #341	6,600.00	0.00	6,600.00
Edmonton	Miscellaneous office equipment	168,410.77	139,080.56	29,330.21
		<u>\$255,107.22</u>	<u>\$167,614.77</u>	<u>\$ 87,492.45</u>



● - נקודות מדידה

▲ - נקודות מדידה

◻ - נקודות מדידה

◉ - נקודות מדידה

● - נקודות מדידה

▲ - נקודות מדידה

◻ - נקודות מדידה

◉ - נקודות מדידה

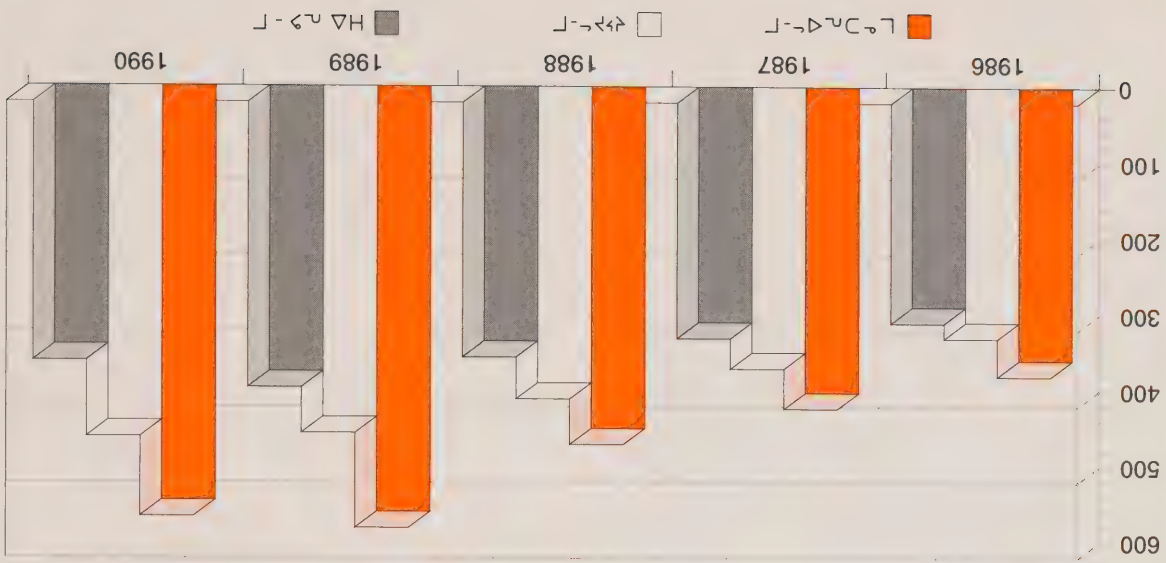
● - נקודות מדידה

▲ - נקודות מדידה

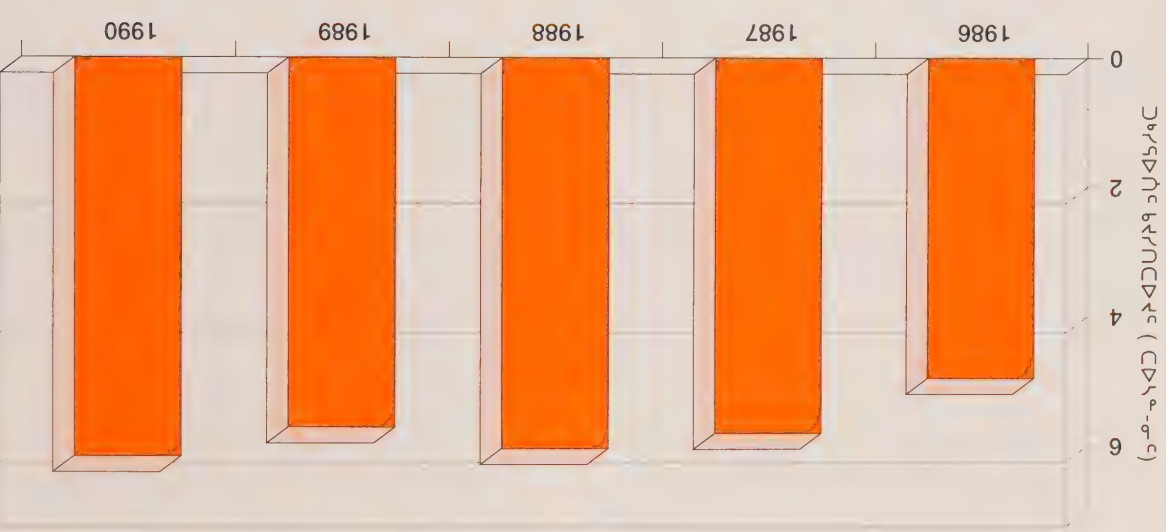
◻ - נקודות מדידה

◉ - נקודות מדידה

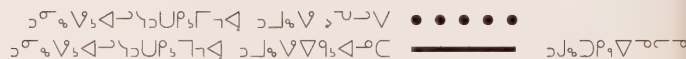
[illegible]



1986-1987 1988-1989 1990-1991



1986-1987 1988-1989 1990-1991

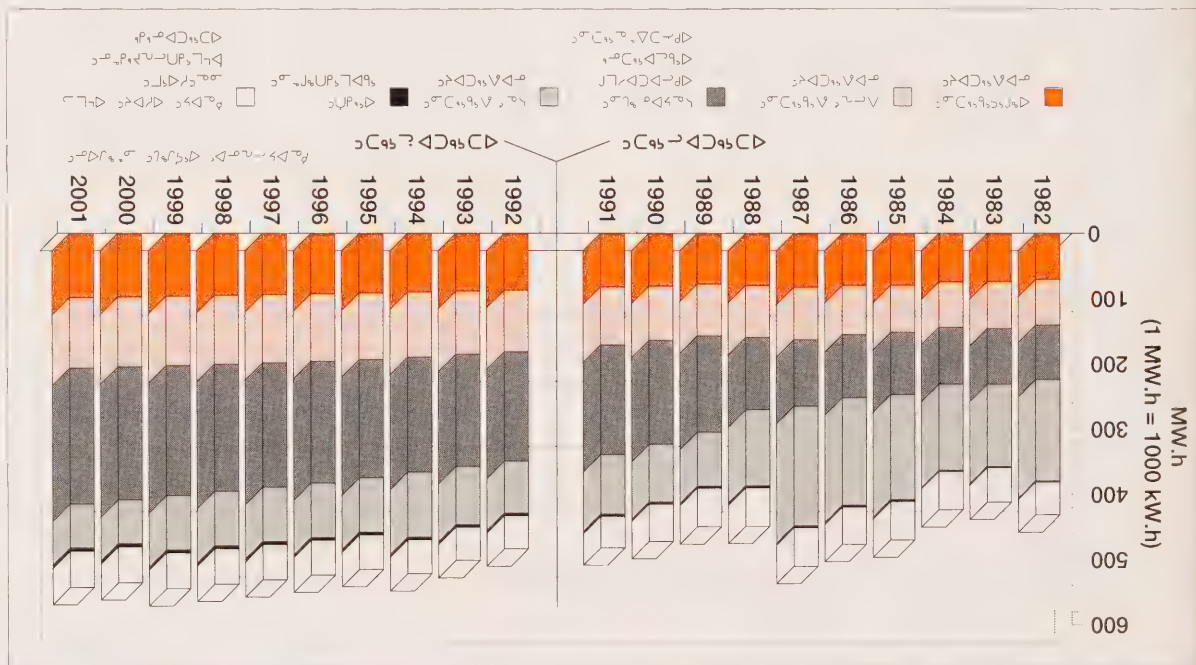
[illegible][illegible][illegible]

[illegible]

Բնակավայրի անվանումը՝ ԲՆԱԿԱՎԱՅՐ
 Բնակավայրի տեղագրությունը՝ ԲՆԱԿԱՎԱՅՐ
 Բնակավայրի տարածքը՝ ԲՆԱԿԱՎԱՅՐ
 Բնակավայրի տեսակը՝ ԲՆԱԿԱՎԱՅՐ
 Բնակավայրի տարածքի մասնակցությունը՝ ԲՆԱԿԱՎԱՅՐ

[illegible][illegible]

၇၆-မိမိတို့၏အသက်အရွယ်အတိုင်း

[illegible][illegible][illegible][illegible]

3974D 395795D 4774D 95CD 77D 39574D 95CD 39U9 35D 77



$$\begin{aligned} & \gamma, e_1, o_p, r^v \rightarrow U_P, 1, \Delta_1, \Delta_1, \sigma \\ & \quad \nabla \Delta \sigma p \quad \leftarrow \sigma \\ & \quad U, \Delta_1, \eta \rightarrow \eta \end{aligned}$$


17 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 17 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 16 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 15 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 12 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 11 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 11 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 10 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 6 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 6 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 8 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 7 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 6 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 5 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 4 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ
 3 ጽሑፍ ለሰነድ ለሰነድ ለሰነድ

JUN 3 1992

